

ÖZE ÖSTERREICHISCHE ZEITSCHRIFT FÜR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

HERAUSGEGEBEN VOM VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWERKE ÖSTERREICHS
ORGAN DES ÖSTERREICHISCHEN NATIONALKOMITEES DER WELTKRAFTKONFERENZ


SCHRIFTFÜHRUNG: DR.-ING. KURT SELDEN, WIEN

SPRINGER-VERLAG IN WIEN

13. Jahrgang

November 1960

Heft 11, Seite 651—678



BAUER *Getriebe-Motoren*

Für den Antrieb von Rührwerken, Mischern, Werkzeugmaschinen und langsam laufenden Apparaten aller Art ist die **Bauform V 1** (Flanschausführung, freies Wellenende nach unten) eine häufig gefragte Anordnung.

Konstruktion, Fertigung und Prüfung der BAUER-Getriebe-Motoren gewährleisten, daß sie in **jeder beliebigen Lage** eingebaut werden können.

Leistungen von 1/50 bis 30 PS
Drehzahlen von 0,25 bis 670 U/min

The image is a black and white advertisement. In the top left corner, the 'BROWN BOVERI' logo is enclosed in a circle. The background is a photograph of a high-voltage electrical substation with various insulators and metal structures. Overlaid on this is a large, detailed technical drawing of a disconnector (Trennschalter) in an open position. The drawing shows the long, segmented arm of the switch, the pivot points, and the contact mechanism. The text 'Trennschalter' is printed in a large, bold, sans-serif font in the bottom right corner.

**BROWN
BOVERI**

**Trenn-
schalter**

Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft

Herausgegeben vom Verband der Elektrizitätswerke Österreichs
Organ des Österreichischen Nationalkomitees der Weltkraftkonferenz

Schriftleitung: Dr.-Ing. Kurt Selden, Wien

Springer-Verlag/Wien

13. Jahrgang

November 1960

Heft 11

Inhaltsverzeichnis

Originalarbeiten:

LOHWAG, K.: Über ein neues Mastennachschutzverfahren und -gerät. Mit 2 Textabbildungen	651
KROMS, A.: Leistungs- und Energiebilanz der Verbundsysteme. II. Energiebilanz. Mit 19 Textabbildungen	652
Mitteilungen des Österreichischen Nationalkomitees der Weltkraftkonferenz	668
Mitteilungen aus aller Welt	668
Energiewirtschaftliche Kurzberichte	671
Zeitschriftenschau	674
Mitteilungen des Bundeslastverteilers	675
Buchbesprechungen	678
Personalnachrichten	678

Firmenverzeichnis

zu den in diesem Heft enthaltenen Anzeigen

	Seite
AEG-Austria Wien I, Schellinggasse 4	III
Bauer Elektro-Antriebe Gesellschaft m. b. H. Salzburg, Stabauergasse 5	Titelseite
Burde, R. Kurt & Co. Wien IV, Prinz-Eugen-Straße 70	VI
Elektrometer G. m. b. H. Wien I, Franz-Josefs-Kai 47	V
„Elix“ Allgemeine Glühlampenfabriks- Aktiengesellschaft Wien I, Doblhoffgasse 5	VI
Felten & Guilleaume, Fabrik elektrischer Apparate A. G., Schrems-Eugenia, N.-Ö. Technisches Büro Wien VIII, Lederergasse 28	VII
Freissler Ing. A. Maschinen- und Aufzüge-Fabrik Ges. m. b. H. Wien X, Erlachplatz 2-4	IV
Glücksmann A. & Söhne Wien XVII, Beheimgasse 77	VI
Haefely Emil & Cie A. G., Basel/Schweiz Generalvertretung für Österreich: Ing. Karl Wrba, Wien III, Weyrgasse 6	IV
Impregna, Holzimprägnierungsges. m. b. H. Wien VII, Museumstraße 3	VII
König Dr. & Co. Kondensatorenfabrik Wien VII, Kaiserstraße 46	VI
MAN Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg Techn. Büro München, Bayerstraße 57 Vertretung: Ing. J. Imführ Wien VII, Lerchenfelder Straße 143	IV
Minerva, Wissenschaftliche Buchhandlung Gesellschaft m. b. H. Wien I, Mülkerbastei 5	VI
Oesterreichische Brown Boveri-Werke A. G. Wien I, Franz-Josefs-Kai 47	II
OKA Oberösterreichische Kraftwerke Aktiengesellschaft Linz/Donau, Bahnhofstraße 6	XIV

Reimer & Seidel, Elektrizitätszählerfabrik	Seite
Wien XVIII, Riglergasse 4	XIV
Siemens-Schuckertwerke Ges. m. b. H.	
Wien I, Nibelungengasse 15	X
Sprecher & Schuh Gesellschaft m. b. H.	
Linz/Donau, Franckstraße 51	IX
Springer-Verlag	
Wien I, Mölkerbastei 5	XII
Steweag, Steirische Wasserkraft- und Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	
Graz, Opernring 7	VI
Uher & Co.	
Wien XIX, Mooslackengasse 17	XI
Wagner-Biró Aktiengesellschaft	
Wien V, Margaretenstraße 70	VIII
Wiener Kabel- und Metallwerke AG.	
Wien I, Marco-d'Aviano-Gasse 1	XIII
Wiener Stadtwerke - Elektrizitätswerke	
Wien IX, Mariannengasse 4	V
Zanker Hermann K.G., Tübingen	
Generalvertretung: Ing. Ferdinand Kruntorad OHG	
Wien IV, Schelleingasse 26	XIII
Zimmermann Richard G. m. b. H.	
Wien I, Franz-Josefs-Kai 17	VII
Zumtobel W. KG.	
Dornbirn, Vorarlberg	IV

Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft

Für die Redaktion bestimmte Zuschriften und Manuskripte sind an die Schriftleitung, Wien IV, Brahmplatz 3, Besprechungsexemplare und Zeitschriften an Springer-Verlag, Wien I, Mölkerbastei 5, zu richten.

Aufnahmebedingungen: Die Manuskripte sollen in klarer Ausdrucksweise und unter Hinweglassung jedes überflüssigen Ballastes abgefaßt sein. An Abbildungen ist nur das sachlich Notwendige zu bringen. Die Vorlagen für Abbildungen sind auf besonderen Blättern erwünscht. Von Photographien werden Hochglanzkopien erbeten; Strichabbildungen können entweder in Reinzeichnung (Beschriftung nur in Bleistift ausführen) oder in klaren, verständlichen Handskizzen bestehen. Die Beschriftung und nötigenfalls die Reinzeichnung nimmt der Verlag vor.

Der Verlag behält sich das ausschließliche Recht der Vervielfältigung und Verbreitung der zum Abdruck gelangenden Beiträge sowie ihre Verwendung für fremdsprachige Ausgaben vor.

Den Verfassern von Originalbeiträgen und Berichten werden 50 Sonderabdrucke ihrer Arbeit kostenlos geliefert. Sie können weitere Sonderdrucke, und zwar bis zu 150 Exemplaren, gegen Berechnung beziehen.

Bezugsbedingungen: Der Bezugspreis der Zeitschrift beträgt jährlich DM 31.—, sfr. 31.70, Dollar 7.40, in Österreich S 184.—, zuzüglich Versandgebühren. Abonnements können bei jeder Buchhandlung des In- und Auslandes, für die Bundesrepublik Deutschland und Westberlin auch beim Springer-Verlag, Berlin-Wilmersdorf, Heidelberger Platz 3, aufgegeben werden. Abonnements, deren Abbestellung nicht spätestens 14 Tage vor Ablauf des Halbjahres erfolgt, gelten als erneuert. Einzelhefte können nur, soweit Vorrat vorhanden ist, abgegeben werden. Jährlich erscheinen 12 Hefte.

Anzeigenaufträge werden vom Verlag entgegengenommen. Anzeigen-Generalvertretung für die Bundesrepublik Deutschland und Westberlin: Springer-Verlag, Berlin-Wilmersdorf, Heidelberger Platz 3.

Springer-Verlag, Wien I, Mölkerbastei 5

Fernsprecher: 63 96 14 Δ

Telegrammadresse: Springerbuch

Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft

13. Jahrgang

Wien, November 1960

Heft 11

Über ein neues Mastennachschutzverfahren und -gerät

Von Prof. Dr. KURT LOHWAG, Wien

Mit 2 Textabbildungen

DK 621.315.66 : 620.197

Ende Feber 1960 hatte ich Gelegenheit, einer Vorführung der Energie-Versorgung Schwaben A. G., Betriebsverwaltung Biberbach, in Fidazhofen in der Nähe von Ravensburg beizuwohnen, bei welcher ein Mastensprühgerät zur Nachpflege des Ortsnetzes vorgeführt wurde. Dieses Gerät hat Herr Ing. Heger von der Energie-Versorgung Schwaben vor Jahren entwickelt und besitzt die deutsche Patentnummer 920.684. In der Literatur haben bereits SCHOLLES, W., 1953, HEINZE, H., 1956 und Lohwag, K., 1960 auf diesen Mastenschutz hingewiesen. Der Zweck dieses Gerätes ist die Nachpflege der freien Schaftlänge von eingebauten Masten, falls es notwendig ist auch ohne Abschaltung des Netzes. Durch eine Behandlung des Mastes wird der vorhandene Insekten- und Pilzbefall abgetötet und ein guter vorbeugender Schutz gegen Neubefall erzielt. Das Gerät dient nicht zur Nachpflege der Tag- und Nachtzone der Masten. Dafür sind die entsprechenden Verfahren in Österreich bereits hinlänglich bekannt.

Da gerade in den Kriegs- und Nachkriegsjahren Maste eingebaut wurden, die oft nicht ausreichend imprägniert waren, ist es verständlich, daß z. B. in Gebieten, welche dem Hausbockkäfer klimatisch zusagen, größere Schäden durch ihn verursacht werden. Durch eine entsprechende Besprühung der Oberfläche der Maste mit einem Holzschutzmittel kommt es zur Abtötung der Schädlinge, wodurch die Standdauer der Maste verlängert werden kann.

Das Mastenschutzgerät besteht aus einem aufklappbaren Düsenkranz (Abb. 1), der nach allen Seiten abgeschirmt ist, damit es beim Besprühen der Maste zu keinem Verlust des Holzschutzmittels kommt. Entsprechend der verschiedenen Durchmesser der Maste muß das Gerät so gebaut sein, daß entsprechend große Kreisflächen nach oben und unten ausgespart bleiben. Am Rande dieser Kreisflächen sind längere Borstenkränze angebracht, die ebenfalls die Sprühflüssigkeit abschirmen sollen. Sind Doppelmaste vorhanden, so muß das Gerät biskottenförmig gebaut sein. Die Abbildung zeigt die linke Hälfte des Gerätes. Deutlich sind die Düsen und die Schlauchleitung zur anderen Hälfte des Gerätes zu erkennen.

Zur Durchführung der Nachpflegearbeiten ist eine Spritzkolonne mit 3 bis 4 Mann notwendig. Es ist zweckmäßig, ein geländegängiges Fahrzeug zum Transport des Sprühgerätes, der Handpumpe und der Sprühflüssigkeit zur Verfügung zu haben. Da das Sprühgerät

leicht von zwei Personen getragen werden kann, ist eine Behandlung auch der von Wegen abseits stehenden Maststrecken ohne weiters möglich.

Die Durchführung der Arbeit geht folgendermaßen vor sich. Zunächst wird der Mast auf seine Standfestigkeit untersucht. Gleichzeitig werden auf einem Formblatt die wichtigsten Daten festgehalten, durch welche die einzelnen Maste eindeutig charakterisiert sind. Diese Aufzeichnungen ergeben mit der Zeit wertvolle Unterlagen über Grundimprägnierung und Nachpflege. Wird eine Nachpflege als rentabel erachtet, so besteigt ein mit Steigeisen ausgerüsteter Arbeiter den Mast und schlägt knapp unterhalb der Isolatoren einen Spezialdorn ein, der eine Rolle besitzt, über welche das Aufzugseil für das Sprühgerät läuft. Sobald der

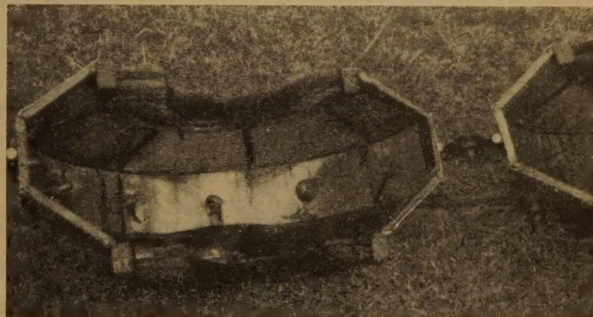


Abb. 1. Linke Hälfte des Mastensprühgerätes. Die einzelnen Düsen an der Rückwand sind deutlich zu erkennen
(Phot. K. Lohwag)

Arbeiter von dem Mast heruntergestiegen ist, wird das Mastennachschutzgerät an der Basis des Mastes herumgelegt und durch eine Klappe geschlossen. Zur gleichen Zeit wird der Karabiner, welcher am Ende des Seiles vorhanden ist, am Gerät befestigt.

Der Düsenkranz steht durch eine Schlauchleitung mit einer Handpumpe in Verbindung. Um ein Verstopfen der Düsen zu verhindern, ist in der Schlauchleitung ein Filter eingebaut. Auf ein gegebenes Zeichen wird die Handpumpe in Betrieb gesetzt und das Gerät hochgezogen. Die Arbeit muß so durchgeführt werden, daß eine gute Besprühung der gesamten Mastoberfläche erfolgt. Sobald der ganze Mast besprüht ist, wird die Pumpe abgeschaltet und das Sprühgerät herabgelassen. Durch die Randborsten wird ein gewisser Teil des Überschusses an Holzschutzmittel gleichmäßig verstri-

chen, während der Rest am Mast herabläuft und in den Boden sickert.

Sobald das Sprühgerät am Boden angekommen ist, wird der Karabiner vom Zugseil gelöst und die Klappe des Gerätes geöffnet. Das Gerät kann dann sofort zum nächsten Mast gebracht werden. Mit einer geschickten Bewegung des Zugseiles wird der Dorn aus dem Mast herausgerissen und ebenfalls zum nächsten Mast mitgenommen.



Abb. 2. Arbeitskolonne bei der Durchführung der Nachpflege von Leitungsmasten (Phot. K. Lohwag)

In der Zwischenzeit wird der nächste Mast mit einem anderen Dorn und Zugseil versehen. Sobald die nächste Kolonne nachgekommen ist, wird dem Steiger der erste Dorn mit dem Zugseil übergeben, mit welchem er zum übernächsten Mast gehen kann. Die Kolonne kann nun die Nachpflegearbeiten am zweiten Mast beginnen. In Abb. 2 ist der ganze Arbeitsvorgang festgehalten. Links im Bild erkennt man den Arbeiter, der das Gerät hochzieht. Rechts neben dem Mast steht

das Auto mit dem Anhänger, auf welchem ein Arbeiter die Pumpe betätigt. Im Hintergrund erkennt man den nächsten Mast, auf welchem der Steiger das Zugseil mit dem Dorn in der entsprechenden Höhe befestigt.

Während in Österreich dieses Nachpflegeverfahren noch unbekannt ist, führt die Energieversorgung Schwaben dieses Verfahren bereits seit 1927 mit XYLAMON durch. Seit 1947 wird mit dem vorher beschriebenen Sprühgerät gearbeitet. An Material wird je Mast ca. 3 bis 4 kg XYLAMON verwendet. Dieses Mittel hat eine starke Gasphase, wodurch ein guter Bekämpfungserfolg gegen Hausbockkäfer gegeben ist. Der lang anhaltende, vorbeugende Schutz macht eine Nachpflege unter durchschnittlichen Bedingungen auch erst nach 5 bis 7 Jahren erforderlich.

Die Nachpflege wird während der Vegetationsruhe durchgeführt, und so werden die landwirtschaftlichen Betriebe in ihrer Arbeit nicht gestört. Eine eingearbeitete Kolonne ist in der Lage, 60 bis 100 Masten im Tage nachzupflegen. Für unsere Verhältnisse im Gebirge ist es sehr wichtig, daß ein geländegängiges Fahrzeug und genügende Mengen des Holzschutzmittels zur Verfügung stehen, damit die Arbeit nicht unterbrochen wird.

Das beschriebene Verfahren wurde nicht von einer Firma, die Holzschutzmittel erzeugt, sondern von der Energieversorgung Schwaben, die diese Nachpflege als notwendig erkannt hat, entwickelt. Es muß sich dieses Verfahren bewährt haben, sonst wäre man sicher davon abgekommen.

Literaturverzeichnis

- HEINZE, H., 1956: Zur Schaftpflge von Holzmasten. Elektrizitätswirtschaft, 55, Heft 23, S. 851.
LOHWAG, K., 1960: Mastenschaftschutz. Holz-Kurier, 15, Nr. 17, S. 10.
SCHOLLES, W., 1953: Nachschuttpflege von Leitungsmasten mit Xylamon. Xylamon-Nachrichten, 12, Nr. 2, S. 8-10.

Leistungs- und Energiebilanz der Verbundsysteme*)

II. Energiebilanz

Von A. KROMS, Malden, USA

Mit 19 Textabbildungen

DK 658.012.6:621.3

Bei der Aufstellung der Leistungs- und Energiebilanz muß die Gesamtlast auf verschiedene Kraftwerkgruppen so verteilt werden, daß die geringsten Energiekosten erzielt und die volkswirtschaftlichen Forderungen bezüglich der Ausnutzung von örtlichen Energiequellen erfüllt werden können. Die beiden Bilanzen sind miteinander eng verbunden. Die Grundlagen der Leistungsbilanz sind im ersten Teil der Arbeit behandelt worden¹⁾. Hier wird die Struktur der Energiebilanz und ihre Zusammenhänge mit der Leistungsbilanz erörtert.

I. Die Struktur der energetischen Bilanzen

In Verbundsystemen sind die Kraftwerke mittels der Energienetze miteinander so verbunden, daß die

*) s. ÖZE 11/1958, H. 6, S. 265, und H. 8, S. 383.

¹⁾ KROMS, A.: Leistungs- und Energiebilanz der Verbundsysteme. I. Leistungsbilanz. ÖZE, 1958/H. 6 und 8.

Lastart jeder Kraftanlage den Betrieb der anderen beeinflusst. Die Betriebsergebnisse der Energiesysteme sind in hohem Maße von dem Anteil verschiedener Kraftwerksarten in ihren energetischen Bilanzen abhängig. Die Struktur der Verbundsysteme wird deshalb durch die Rolle einzelner Kraftwerkstypen in der Leistungs- und Energiebilanz ausgedrückt. Die wichtigsten Kraftwerksarten sind zur Zeit:

1. Wasserkraftwerke (WK-Werke);
2. reine Wärmekraftwerke, hauptsächlich Kondensationskraftwerke (K-Werke);
3. Heizkraftwerke (HK-Werke), die elektrische Energie auf Grundlage der Wärmeversorgung mit sehr niedrigem Brennstoffverbrauch erzeugen;
4. Kern- oder Atomkraftwerke (A-Werke), die zunächst vorwiegend als reine Elektrizitätswerke errichtet werden, späterhin aber auch als Heizkraftwerke ausgelegt werden können.

In Zukunft werden in der Energieerzeugung voraussichtlich auch andere Kraftwerksarten, z. B. Wind-, Gezeiten- und andere Kraftwerke, einen gewissen Platz erwerben.

Die Leistungsbilanz des Verbundsystems setzt sich wie folgt zusammen:

$$N_h + N_g + N_c + N_k = N,$$

wo N — die Gesamtleistung,
 N_h — die Leistung der WK-Werke,
 N_g — die Leistung der HK-Werke im Gegendruckbetrieb,
 N_c — die Leistung der reinen Wärmekraftwerke, einschließlich Kondensationsleistung (K-Leistung) der HK-Werke,
 N_k — die Leistung der Kernkraftwerke bedeuten.

Nach Teilung durch N ergibt sich hieraus die Kenngleichung der Leistungsbilanz:

$$X_h + X_g + X_c + X_k = 1,0 \text{ oder } \sum_1^n X_i = 1,0.$$

Dabei zeigen die Strukturkennzahlen $X_i = N_i/N$ den Anteil verschiedener Kraftwerksarten in der Gesamtleistung des Verbundbetriebes. Die Leistungsbilanz kann wie mit den Größen der installierten, so auch der verfügbaren Leistung aufgestellt werden.

Ähnlich setzt sich die Energiebilanz zusammen:

$$E_h + E_g + E_c + E_k = E,$$

woraus

$$X_{he} + X_{ge} + X_{ce} + X_{ke} = 1,0 \text{ oder } \sum_1^n X_{ie} = 1,0.$$

Die Kennzahlen X_e geben die Rolle einzelner Kraftwerksarten in der Energieausbeute des Verbundsystems an.

Die Leistungs- und Energiebilanz sind miteinander verbunden, weil $E_i = N_i \cdot h_i$, wo h_i die Ausnutzungstunden der betreffenden Leistung bedeutet. Daraus

$$X_{ie} = \frac{N_i \cdot h_i}{N \cdot h} = X_i \cdot \frac{h_i}{h}.$$

Nach Einsetzen erhält man die Energiebilanz

$$X_h \cdot h_h + X_g \cdot h_g + X_c \cdot h_c + X_k \cdot h_k = h \text{ oder } \sum_1^n X_i h_i = h.$$

Der Anteil verschiedener Kraftwerksarten in der Energieerzeugung des Verbundsystems ist von zwei Faktoren abhängig: von der Struktur der Leistungsbilanz (X_i) und dem Ausnutzungsgrad einzelner Kraftwerksgruppen (h_i). Als Verbindungsglied zwischen der Leistungs- und Energiebilanz dient die Integralkurve der Energie $E = F(N)$, die auf Grund der vorauszu- sehenden Lastkurven ermittelt wird (Abb. 1)²⁾. Bei der Festsetzung der Lastzonen verschiedener Kraftwerksgruppen müssen die Forderungen der beiden energetischen Bilanzen gleichzeitig erfüllt werden. Die Leistungsbilanz verlangt, daß die vorhandene Kraftwerksleistung zur Deckung der bestehenden Höchstlast zweckmäßig eingesetzt wird, so daß die benötigte Ausgleichsleistung und demzufolge die installierte Gesamtleistung ihren Kleinstwert erreichen. Die Energiebilanz erfordert aber, daß das zwangsläufige Energie-

dargebot der abhängigen Kraftwerke vollständig ausgenutzt werden kann; die Lastart dieser Kraftwerke wird also durch die Energiebilanz bedingt, doch müssen die Bedingungen der Leistungsbilanz in möglichst hohem Maße erfüllt werden.

Die angeführten Bilanzen sind nach den Energieerzeugungsvorgängen, z. B. ohne Brennstoffaufwand, auf Grundlage der Wärmeversorgung u. a., zusammengestellt. Dies gibt Einsicht über die Rolle verschiedener Energieprozesse in der Energieversorgung, zeigt aber nicht den Anteil einzelner Kraftwerkstypen (Lauf- und Speicherwerke, HK- und K-Werke) in der gesamten Energieausbeute des Verbundsystems. So wird z. B. elektrische Energie in HK-Werken im Gegendruck- und Kondensationsbetrieb (G- und K-Betrieb) erzeugt:

$$E_t = E_g + E_{ct},$$

wo E_{ct} die Energieausbeute der angeschlossenen K-Leistung bezeichnet. Die Struktur der Energiebilanz der HK-Werke wird durch das Verhältnis

$$X_{te} = E_g/E_t$$

ausgedrückt. Bei Gegendruckwerken (G-Werken) ist $X_{te} = -1,0$, bei anderen HK-Werken befindet sich X_{te} zwischen 0,4 ... 0,9, je nach der Auslegung der HK-Turbinen und Ausnutzung ihrer K-Leistung³⁾. Dann wird die Energiebilanz wie folgt ausgedrückt:

$$E_h + E_t + E_{cc} + E_k = E \text{ und } X_{he} + X_{te} + X_{ce} + X_{ke} = 1,0,$$

wo E_t und E_{cc} die Energieausbeute der HK- und der reinen K-Werke bezeichnen.

Ähnlich kann die Energieausbeute der WK-Werke auf die einzelnen Kraftwerkstypen (Laufwerke, Kurz- und Langspeicherwerke) oder Flußsysteme aufgeteilt werden. Manchmal ist es vorteilhaft, Kraftwerke nach ihrem Lastregime zu gruppieren, um über die Betriebsverhältnisse betreffender Kraftwerksgruppen zu urteilen. Nimmt man z. B. folgende Zahlenangaben an:

Lastzone	Struktur der Leistungsbilanz	Benutzungsdauer, h
Grundlast	$X_1 = 0,3$	$h_1 = 8\,000$
Spitzenlast	$X_3 = 0,2$	$h_3 = 1\,500$
Gesamtlast	$\sum X = 1,0$	$h = 5\,000,$

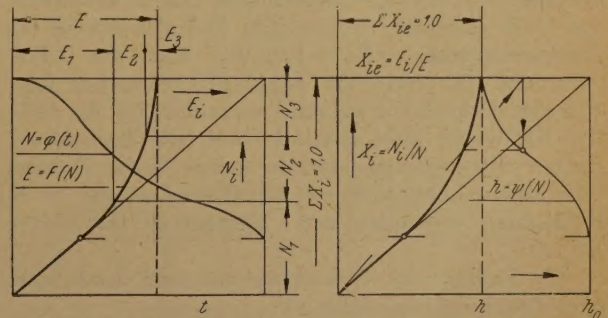


Abb. 1. Zusammenhang der Leistungs- und Energiebilanz
 Links — mit tatsächlichen Leistungs- und Energiegrößen. Rechts — mit Strukturkennzahlen der Bilanzen. $E = F(N)$ — Integralkurve der Energie. $N = \varphi(t)$ — Lastdauerkurve. $h = \psi(N)$ — Kurve der Ausnutzungstunden (für Tageskurven $h_0 = 24$, für Jahreskurven $h_0 = 8\,760$ St).

²⁾ Kroms, A.: Integralkurven der Energie. Bulletin SEV, 1956/Nr. 7.

³⁾ Kroms, A.: Über die Auswahl der Turboaggregate in Heizkraftwerken. Die Technik, 1949/Nr. 6 und 9, 1951/Nr. 10.

dann ergibt sich für die Zone der Mittellast

$$X_2 = 1 - X_1 - X_3 = 0,5$$

$$X_2 \cdot h_2 = 5\,000 - 0,3 \cdot 8\,000 - 0,2 \cdot 1\,500 = 2\,300$$

und schließlich

$$h_2 = \frac{2\,300}{0,5} = 4\,600 \text{ (St/Jahr)}.$$

Die Energiebilanz der Verbundsysteme muß folgende energiewirtschaftliche Forderungen erfüllen:

a) Die Energieerzeugung ohne Brennstoffaufwand muß nach Möglichkeit gesteigert werden. Zu diesem Zweck muß die Energieausbeute der WK-Werke mit baulichen und betrieblichen Mitteln erhöht werden. Ein zweckmäßiger Lastplan soll den Wasserablaß über das Wehr bei WK-Werken herabsetzen²⁾.

b) Die Wärmeversorgung muß zentralisiert und als Grundlage zur Elektrizitätserzeugung ausgenutzt werden. Bei dem Neu- oder Umbau der Städte und Industriezentren ist auf die Errichtung der HK-Werke mehr Nachdruck zu legen⁴⁾.

c) Sobald die A-Werke technisch soweit entwickelt worden sind, daß sie mit den herkömmlichen Kraftwerken wirtschaftlich wetteifern können, muß Kernenergie zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden.

d) Von den Brennstoffkraftwerken müssen nur die wirtschaftlichsten Werke, die sich in günstiger Brennstofflage befinden, vollbelastet werden. Der Anteil der übrigen K-Werke, wie auch der K-Leistung von HK-Werken, muß in der Energielieferung eingeschränkt werden.

Die erwähnten Forderungen können am besten in ausgedehnten Verbundsystemen erfüllt werden, deren Netze weite Versorgungsgebiete umspannen. Um Brennstoffe zu sparen, ist es stets vorteilhaft, die Kennwerte X_{he} , X_{ge} und X_{ke} zu erhöhen. Die beste Lösung würde die Struktur der Energiebilanz $X_{he} = 1,0$, d. h. ein reines Wasserkraftsystem, ergeben. Dies ist aber nur dort erreichbar, wo sehr reichliche Wasserkräfte vorhanden sind, die zur Deckung der gesamten Energienachfrage ausreichen. Da in den meisten Ländern Wasserkraft nicht in der Lage ist, den rasch steigenden Energiebedarf allein zu befriedigen, müssen zur Energieerzeugung auch andere Kraftwerke herangezogen werden. Eine Energiebilanz mit $X_{he} = 1,0$ ist auch deshalb schwer zu verwirklichen, weil die verfügbare Leistung der WK-Werke je nach der Wasserführung erheblich schwankt und den Lastforderungen nur in beschränktem Maße angepaßt werden kann. Dasselbe gilt für die Energiebilanz $X_{he} + X_{ge} = 1,0$, weil auch die G-Leistung der HK-Werke der jeweiligen Wärmelast folgt und sich dadurch fortwährend verändert. Da die WK- und HK-Werke nicht imstande sind, alle Lastschwankungen aufzunehmen, muß in jedem Verbundsystem auch eine unabhängige, frei regelbare Leistung, z. B. K-Leistung, vorhanden sein. Deshalb ist fast immer $X_c > 0$.

Die Struktur der Verbundsysteme wird durch mehrere Umstände beeinflusst:

1. die vorhandenen Energiequellen und deren Lagerung im Versorgungsgebiet des Verbundsystems; hier unterscheidet man Wasserkraft-, Brennstoff- und gemischte Energiesysteme;

⁴⁾ Praktische Energiekunde. Heizkrafttagung. 1957/Heft 1-2. Verlag G. Braun, Karlsruhe.

2. den Charakter des Energiebedarfs — die Lastkurven, die Verbrauchsstruktur (Verhältnis zwischen dem Elektrizitäts- und Wärmeverbrauch) u. a.;

3. die territoriale Verteilung der Energieverbraucher — die Konzentrierung des Verbrauchs (besonders des Wärmeverbrauchs) und die Lage der Verbrauchsschwerpunkte gegenüber den Energiequellen;

4. verschiedene volkswirtschaftliche Interessen (Streben nach wirtschaftlicher Selbständigkeit; Herabsetzen der Brennstoffeinfuhr), den Ausbau von Wasserstraßen u. a.

Bei der Planung der Verbundsysteme muß zunächst die mögliche Leistung und Energieausbeute der energetisch hochwertigen Kraftwerke, d. h. der WK- und HK-Werke, und in Zukunft auch der A-Werke, geschätzt werden. Für die reinen Wärmekraftwerke, vorwiegend K-Werke, bleibt der restliche Teil der Gesamtbelastung übrig, wobei die K-Werke möglichst bei den Vorkommen der örtlichen minderwertigen Brennstoffe zu errichten sind. Da die WK-Werke große Kapital- und Materialaufwendungen erfordern, kann ihr Ausbau nur schrittweise vorgenommen werden. Der Bau der HK-Werke wird von der Dichte des Wärmeverbrauchs beeinflusst, weil die langen Wärmenetze sehr kostspielig sind und die Erstellung von HK-Werken verlangsamen.

Wenn die installierte Leistung der abhängigen Kraftwerke (N_{an}) festgesetzt worden ist, dann ergibt sich die benötigte unabhängige Leistung aus der Leistungsbilanz:

$$N_{un} = N_n - N_{an} \text{ oder } X_u = 1 - X_a,$$

wo $N_n = r \cdot S_0$ — die installierbare Gesamtleistung bedeutet. Ferner ist

$$X_a = \frac{N_{an}}{N_n} = \frac{N_{an}}{r_s S_0 + N_{rk}},$$

wobei S_0 — die Jahreshöchstlast,

r_s — den Reservefaktor der Störreserve

und N_{rk} — die benötigte Ausgleichsleistung bedeutet.

Bezeichnet man

$$\frac{N_{an}}{S_0} = a \text{ und } \frac{N_{rk}}{N_{an}} = k, \text{ dann ergibt sich } X_a =$$

$$= \frac{a}{r_s + ak} = \frac{a}{r},$$

wo $r = r_s + ak = \frac{N_n}{S_0}$ den Faktor der gesamten Reserveleistung darstellt.

Der Koeffizient $k = N_{rk}/N_{an}$ zeigt die relative Größe der benötigten Ausgleichsleistung und wird zur Kennzeichnung der Leistungssicherung von abhängigen Kraftwerken benutzt. Wenn der Verbundbetrieb keine Ausgleichsleistung benötigt, dann ist $k = 0$ und $X_a = a/r_s$.

Der Anteil der unabhängigen Kraftwerke in der Leistungsbilanz beträgt

$$X_u = 1 - X_a = 1 - \frac{a}{r_s + ak}.$$

Die X_u -Werte werden also von der Rolle der abhängigen Kraftwerke (a), der Verfügbarkeit ihrer Leistung (k) und dem Reservefaktor (r_s) bedingt. Bei Flußkraftwerken ist $k = 0,2 \dots 0,6$, je nach dem Verlauf der Wasserführung, dem Ausbau der Wasserkraft, der Speichermöglichkeit und der Lastart des Werks.

Nimmt man $k = 0,5$, $a = 0,6$ und $r_s = 1,1$ an, dann ergibt sich

$$X_u = 1 - \frac{0,6}{1,1 + 0,6 \cdot 0,5} = 0,57$$

$$\text{und } N_n = r \cdot S = (r_s + a k) S_0 = 1,4 \cdot S_0.$$

Die Rolle beider Kraftwerksgruppen in der Energiebilanz ist

$$X_{ae} = X_a \cdot \frac{h_a}{h} \text{ und } X_u = 1 - X_a \cdot \frac{h_a}{h}.$$

Zur Zeit bilden die WK-Werke die wichtigste Gruppe der abhängigen Kraftwerke; voraussichtlich werden in Zukunft die HK-Werke einen immer bedeutenderen Platz einnehmen.

Ein Kraftwerk soll nicht bloß Energie liefern, sondern auch die notwendige Leistung je nach den Lastbedürfnissen bereitstellen, d. h. es soll die Forderungen der Energie- und der Leistungsbilanz erfüllen. Demzufolge müssen WK-Werke erstens die verfügbare Wasserenergie vollständig ausnutzen und zweitens sich mit einer möglichst hohen Leistung in der Deckung der Lastspitzen des Verbundnetzes beteiligen. Dies kann am besten von den Speicherwerken erfüllt werden, wenn sie bei niedriger Wasserführung die Spitzenlast übernehmen, wodurch sie instande sind, in den Starklaststunden eine hohe Spitzenleistung aufrechtzuerhalten. Je nach den Typen der WK-Werke, der Wasserführung des Flusses und dem Inhalt des Wasserspeichers ist also

$$X_{he}/X_h = h_h/h \geq 1,0.$$

Laufwerke decken die Grundlastzone und weisen bei einer günstigen Wasserführung normal $h_h > h$, oder $X_{he} > X_h$ auf, d. h. ihr Anteil in der Energiebilanz ist höher als in der Leistungsbilanz. Die Speicherwerke sind dagegen zur Deckung der Spitzenlast ausgelegt, weshalb hier normal $h_h < h$. Diese Werke können zum Ausgleich der energetischen Bilanzen viel beitragen, indem sie nicht nur den Energiemangel, sondern auch den Leistungsrückgang des Verbundsystems während der Jahressaisons ersetzen, wenn die verfügbare Leistung der Flußkraftwerke stark gesunken ist. In den nördlichen Ländern kommt dies in der Winterperiode vor, weshalb die Speicherkraftwerke zur Lieferung der Winterenergie errichtet werden. Der Einsatz der Speicherwerke in die schweizerische Energieversorgung ist in Abb. 2 veranschaulicht worden⁵⁾; die Entleerung der Speicher erfolgt in den Wintermonaten, wodurch auch die Leistung der am Unterlauf des Flusses liegenden Laufwerke sich entsprechend vergrößert.

Die Ausnutzungsstunden verschiedener Kraftwerksgruppen Westdeutschlands sind in Tabelle 1 angegeben⁶⁾.

Tabelle 1. Ausnutzungsstunden der installierten Kraftwerksleistung

Jahr	1955	1956	1957
Laufwerke	6 063	6 267	5 733
WK-Werke, insgesamt ...	4 247	4 437	4 126
B-Werke, Braunkohle	6 156	6 347	6 268
Steinkohle, Öl .	3 471	3 541	3 677
Insgesamt	4 322	4 455	4 458

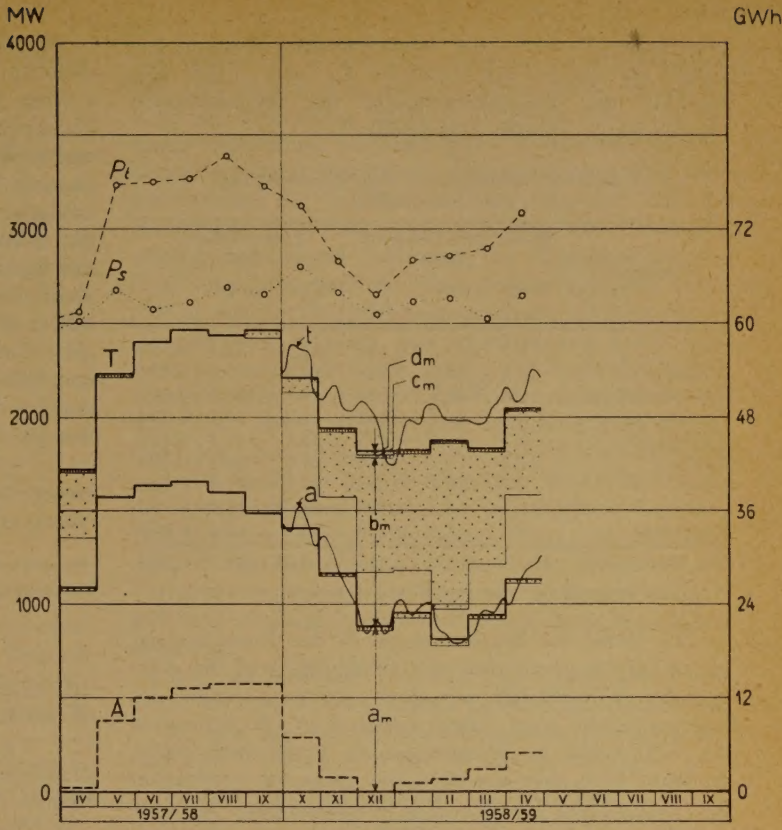


Abb. 2. Energiebilanz der schweizerischen Elektrizitätswerke (aus Bulletin SEV, 1959/Nr. 14)

Mittlere tägliche Erzeugung: a_m — Laufwerke (punktierter Teil aus Saisonspeicherwasser). b_m — Speicherwerke (punktierter Teil aus Saisonspeicherwasser). c_m — Wärmekraftwerke. d_m — Einfuhrüberschuß. Mittlerer täglicher Verbrauch: T — Gesamtverbrauch. A — Ausführüberschuß. $T - A$ = Landesverbrauch. Höchstleistung am dritten Mittwoch jedes Monats: P_t — Gesamtlast. — P_s Landesverbrauch.

Die erreichbaren Zahlenwerte der Strukturkoeffizienten X_h und X_{he} werden von den vorhandenen Reserven der Wasserenergie, dem Ausbaugrad der Wasserkräfte, dem Ablauf des Wasserdargebots und den Möglichkeiten der Wasserspeicherung beeinflusst. Zur Deckung des ganzen Energiebedarfs reichen die Wasserkräfte der meisten Länder nicht aus, weshalb die X_h -Werte nur in Gegenden mit reichlichen Quellen an

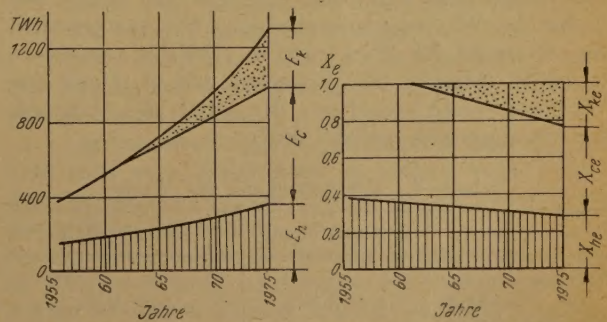


Abb. 3. Voraussichtliche Energiebilanz der OEEC-Länder
Links — Jahresarbeit verschiedener Kraftwerksgruppen. Rechts — die Struktur der Energiebilanz.

⁵⁾ Erzeugung und Verwendung elektrischer Energie in der Schweiz im Betriebsjahr 1957/58, Bulletin SEV, 1959/Nr. 6 (die Seiten des SEV).

⁶⁾ Die Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1957. Elektrizitätswirtschaft, 1958/H. 14.

Wasserenergie 0,5...0,6 überschreiten; meistens befinden sie sich in den Grenzen $X_h = 0,1 \dots 0,5$. Die Struktur der Energieerzeugung der verschiedenen Länder ist in Tabelle 2 angeführt⁷⁾.

Tabelle 2. Struktur der Energieerzeugung (im Jahre 1957)

Länder ¹⁾	Installierte Leistung, GW			Jahresarbeit, TWh		
	Wasser	Insgesamt	X_h	Wasser	Insgesamt	X_{he}
USA	27,7	145,7	0,190	133,2	715,7	0,186
Rußland	10,5	46,0	0,228	36,5	210,0	0,174
Großbritannien	1,0	29,4	0,034	2,7	110,6	0,024
Westdeutschl. .	3,0	20,4	0,148	12,3	91,7	0,134
Frankreich	8,7	17,8	0,489	24,8	57,4	0,432
Kanada	14,5	17,1	0,850	83,0	90,3	0,920
Japan	9,6	15,4	0,623	56,7	77,7	0,730
Italien	11,1	14,2	0,782	33,0	41,7	0,790
Schweden	5,6	7,9	0,790	26,3	29,1	0,905
Die Welt	127,0	410,0	0,310	550,0	1804,0	0,305

¹⁾ In Reihenfolge der installierten Leistung.

Die Rolle der Wasserenergie in der Energiebilanz vieler Länder vermindert sich allmählich, weil der Ausbau der Wasserkräfte mit dem raschen Zuwachs des Energiebedarfs nicht Schritt halten kann. So erzeugten die WK-Werke in Westeuropa im Jahre 1946 36%, im Jahre 1956 aber nur 30% der gesamten Produktion der elektrischen Energie. Die voraussehbare Struktur der Energiebilanz der OEEC-Länder in nächsten Jahrzehnten ist in Tabelle 3 und Abb. 3 angegeben⁸⁾.

Tabelle 3. Energiebilanz der OEEC-Länder

Jahr	Gesamte Jahresarbeit TWh	WK-Werke		K-Werke ¹⁾		A-Werke	
		TWh	X_{he}	TWh	X_{ce}	TWh	X_{ke}
1956	387	147	0,38	240	0,62		
1960	522	186	0,36	336	0,64		
1965	710	234	0,33	416	0,59	60	0,08
1970	982	290	0,30	542	0,55	150	0,15
1975	1 299	351	0,27	648	0,50	300	0,23

¹⁾ Einschließlich der HK-Werke.

Eine andere Art der abhängigen Kraftwerke — die HK-Werke — hat in den Energiebilanzen der Verbundsysteme bisher nur eine geringe Rolle gespielt. Die erreichbaren X_{ge} -Werte sind von der Größe und Dichte des Wärmebedarfs abhängig. Die energetischen Kennwerte der HK-Werke sind in Tabelle 4 angegeben, wobei W (Mcal/h) die Wärmelast und Q (Mcal) den Wärmeverbrauch bezeichnen, der mittels des Abdampfes der HK-Aggregate gedeckt wird.

Tabelle 4. Kennzahlen der HK-Werke

Kennzahlen	Leistungsbilanz	Energiebilanz
Verbrauchsstruktur, Mcal/kWh	$z = W/N_t$	$z_e = Q/E_t$
Energieausbeute, kWh/Mcal ...	$y = N_g/W$	$y_e = E_g/Q$
Strukturkennzahl der Bilanz	$X_g = N_g/N_t = yz$	$X_{ge} = E_g/E_t = y_e \cdot z_e$

⁷⁾ World Power Data 1957. Federal Power Commission.

⁸⁾ The Electricity Supply Industry in Europe 1957–75. 8th Enquiry (April 1958). A study by the Electricity Committee of OEEC.

Die Kennzahl z (Mcal/kWh) hat eine wichtige Bedeutung für den Ausbau der HK-Werke; je höher der z -Wert, um so günstiger sind die Verhältnisse für die Errichtung von HK-Werken. Die wichtigsten Wärmeverbraucher, die von den HK-Werken mit Heizwärme versorgt werden können, sind die großen Industrieanlagen. Bei verschiedenen Industriezweigen schwanken die z -Werte in weiten Grenzen. Rohe Anhaltswerte der Laststruktur einiger Industriezweige und Industriezentren enthält Tabelle 5, in welcher die durchschnittlichen Zahlenwerte, nicht aber die Grenzfälle, angegeben sind. Dabei beziehen sich die z -Werte nur auf den Wärmebedarf niedriger Temperatur ($t \leq 200^\circ \text{C}$), der mit dem Maschinenabdampf der HK-Werke bedient werden kann.

Tabelle 5. Struktur des Energieverbrauchs⁹⁾

Produktionszweig	Strukturkennzahl $z_e = Q/E$ (Mcal/kWh)
Industrien-Maschinenbau	1,5...2,0
Textilindustrie	1,5...4,0
Papierindustrie	3,0...4,5
Chemische Industrie ...	4,0...9,0
Nahrungsmittelindustrie	3,0...10,0
Industriezentren ¹⁾ -Maschinenbau ..	3,0...4,0
Metallurgie	1,5...2,0
Chem. Industrie .	4,0...5,0
Wohnbezirke ²⁾	5,0...15,0

¹⁾ Einschließlich der angeschlossenen Siedlungen.

²⁾ In nördlichen Ländern.

Es wird sich nicht wirtschaftlich rechtfertigen, alle Wärmeverbraucher an die Wärmenetze der HK-Werke anzuschließen, weshalb die Wärmeabgabe der HK-Werke $Q_h = nQ$ (Mcal), wo n den Zentralisierungsgrad der Wärmeversorgung bedeutet. In den meisten Industriezentren wird die wirtschaftliche Grenze $n = 0,8$ nicht überschreiten; die bisherigen n -Werte liegen viel niedriger.

Die Kennzahl $y_e = E_g/Q_h$ (kWh/Mcal) ergibt die Energieausbeute im G-Betrieb je Wärmeeinheit, die mit dem Maschinenabdampf ins Wärmenetz abgegeben wird. Der Abdampf wird für technologische Zwecke mit $p_2 = 3 \dots 10$ ata, für Raumheizung mit $1,5 \dots 2,0$ ata abgegeben; dementsprechend betragen die y_e -Werte $0,10 \dots 0,35$ (kWh/Mcal) (Abb. 4). Die Energie-

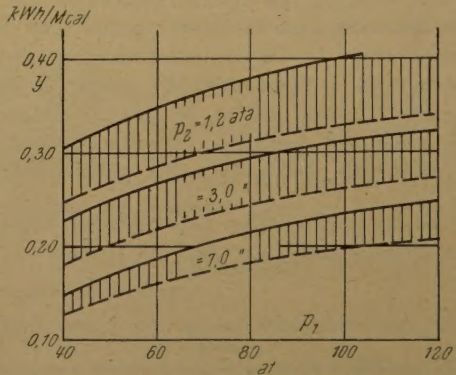


Abb. 4. Energieausbeute der HK-Werke im G-Betrieb

p_1 — Frischdampfdruck (Temperatur so ausgewählt, daß der Abdampf am Turbinenaustritt mäßig überhitzt ist). p_2 — Abdampfdruck.

— — bei innerem Turbinenwirkungsgrad $\eta_i = 0,8$.

---- bei innerem Turbinenwirkungsgrad $\eta_i = 0,7$.

⁹⁾ Kroms, A.: Kennwerte der Wärmeausnutzung. Die Technik, 1955/Nr. 11.

ausbeute der HK-Werke auf Grundlage der Wärmeversorgung ist

$$E_g = y_e \cdot Q_h.$$

Die Rolle der Gegendruckenergie in der Energiebilanz wird durch die Kennzahl $X_{ge} = E_g/E = y_e \cdot z_e$ ausgedrückt, wobei E den Energiebedarf der Industrieanlage oder des Verbundsystems bezeichnet. Wenn die ganze Energienachfrage von den HK-Werken im Gegendruckbetrieb gedeckt werden soll, dann muß $X_{ge} = 1,0$ sein, woraus $z_e = 1/y_e$ (Mcal/kWh). Bei $y_e = 0,15 \dots 0,35$ ergibt sich hieraus $z_e = 3 \dots 6$. Wenn die tatsächlichen z_e -Werte der zentralisierten Wärmeversorgung eines Gebietes oder Stadt niedriger sind, dann ist die fehlende Energie $E - E_g = E(1 - X_{ge})$ mittels der K-Leistung der HK-Werke zu erzeugen oder vom Verbundnetz zu beziehen. Im ersten Falle setzt sich die gesamte Leistung und Energieausbeute der HK-Werke wie folgt zusammen:

$$N_t = y \cdot W + N_{ct} \text{ und } E_t = y_e \cdot Q_h + E_{ct}.$$

Nur in den Industrieanlagen, die viel Wärme niedriger Temperatur bedürfen, kann der ganze Energiebedarf im G-Betrieb gedeckt werden. Die meisten Anlagen müssen in ihren HK-Werken eine gewisse K-Leistung installieren oder die fehlende Energie vom öffentlichen Netz beziehen. Bei den Industriezentren entwickeln sich Städte und Siedlungen, die viel Wärme bedürfen; schließt man sie an die Wärmenetze der HK-Werke an, dann kann ihre G-Leistung wesentlich erhöht werden. Die HK-Werke sind deshalb zweckmäßige Energieerzeugungsanlagen für Städte und dichte Industriezentren, wo günstige Voraussetzungen zur zentralisierten Wärmeversorgung vorhanden sind. Eine wichtige Aufgabe der sparsamen Energiewirtschaft ist es, diese energetischen Möglichkeiten in vollem Umfang auszunutzen. Ein bemerkenswertes Beispiel der Heizkraftwirtschaft weist die Stadt München auf¹⁰⁾.

Bei den HK-Werken, welche die Wärme für Heizungs Zwecke liefern, ist h_g infolge des saisonellen Wärmebedarfs niedrig — etwa 2000 ... 2500 (St/Jahr). In einer besseren Lage befinden sich industrielle HK-Werke, weil bei technologischer Wärmebelastung $h_g = 3\,000 \dots 5\,000$ erreicht werden kann. Wenn die HK-Werke zum Leistungsausgleich mit Entnahme-Kondensationsaggregaten (EK-) ausgerüstet sind, dann entwickeln sie mit der notwendigen Kühltampfmenge mindestens 10% der elektrischen Leistung im K-Betrieb; für solche HK-Werke ist $X_g = 0,9$, woher bei $h_g = 4\,000$ und $h = 5\,000 \dots 6\,000$ (St/Jahr)

$$\max X_{ge} = X_g \cdot h_g/h = 0,6 \dots 0,7.$$

Die tatsächlichen X_g - und X_{ge} -Werte sind in den gegenwärtigen Verbundsystemen $< 0,1$.

II. Lastzonen der Kraftwerksgruppen

Der Lastplan der Verbundsysteme muß gemäß den Forderungen der Leistungs- und Energiebilanz aufgestellt werden. In der Leistungsbilanz wird die Beteiligung einzelner Kraftwerksgruppen in der Deckung der auftretenden Höchstlast während der verschiedenen Jahresperioden bestimmt. Die abhängigen Kraftwerke

sind immer so zu belasten, daß sie in den Perioden des Leistungsmangels eine möglichst hohe verfügbare Leistung entwickeln können. Dadurch läßt sich die Ausgleichsleistung der abhängigen Kraftwerke N_{rk} und demzufolge die installierte Gesamtleistung des Verbundsystems N_n herabsetzen. Dies erfordert, daß die abhängigen Kraftwerke in Stande sind, ihre Leistungsabgabe mindestens während der Tagesstunden zu regeln und den veränderlichen Lastbedürfnissen anzupassen. In der Energiebilanz wird die jährliche Energieerzeugung zwischen den verschiedenen Kraftwerksarten so verteilt, daß die geringsten durchschnittlichen Energiekosten erreicht und die Forderungen des Brennstoffplans erfüllt werden. Die wirtschaftlichen Ergebnisse der Energieversorgung werden von der Leistungs- und Energiebilanz auf verschiedene Weise beeinflusst: die Leistungsbilanz setzt die installierbare Leistung verschiedener Kraftwerksgruppen fest und bestimmt dadurch die Baukosten bzw. die festen Ausgaben der Verbundsysteme; von der Zusammenstellung der Energiebilanz sind aber die veränderlichen Betriebsausgaben abhängig.

Bei der Auswahl von Lastzonen sind alle Kraftwerke nach zwei energetischen Kennzeichen einzuteilen:

- a) nach der Art der auszubeutenden Energiequelle und dem Wirkungsgrad der Energieumsetzung;
- b) nach der Verfügbarkeit ihrer Leistung.

Nach dem ersten Kennzeichen unterscheidet man Kraftwerke ohne Brennstoffaufwand (WK-Werke), die gekuppelten Energieerzeugungsanlagen (HK-Werke) und die reinen Wärmekraftwerke (K- und A-Werke). Die Lastverteilung ist so vorzunehmen, daß die dargebotene Energieausbeute der WK- und HK-Werke vollständig verwertet wird; in Zukunft wird dies auch für die A-Werke gelten. Die brennstoffgefeuerten K-Werke übernehmen die restliche Last, wobei ihr energetischer Vorteil, ballastreiche Brennstoffe in großem Umfang verwerten zu können, in vollem Maße ausgewertet werden soll.

Nach der Verfügbarkeit der Leistung unterscheidet man abhängige und unabhängige Kraftwerke. Die Leistung der ersteren wird von dem naturbedingten Energiedargebot ihrer Energiequellen und von der ihnen erteilten Lastart beeinflusst. Zu dieser Gruppe gehören energetisch hochwertige Kraftwerke, z. B. WK- und HK-Werke. Der Lastplan der abhängigen Kraftwerke wird von zwei Umständen beeinflusst:

1. ihre verfügbare Leistung verändert sich je nach dem Regime und den Regelungsmöglichkeiten der Energiequelle ganz erheblich;
2. das naturbedingte Energiedargebot dieser Werke muß stets vom Verbundnetz in vollem Maße aufgenommen werden, um die Verluste an wertvoller Energiequelle zu vermeiden.

Die Gruppe der unabhängigen Kraftwerke wird zur Zeit vorwiegend aus Brennstoff-K-Werken gebildet; hierher werden in Zukunft auch die A-Werke gehören. Da A-Werke hohe Errichtungskosten erfordern, aber nur mäßige Ausgaben für den Energieträger aufweisen, müssen sie als Grundlastwerke betrieben werden. Für die K-Werke bleiben dann die restlichen Lastzonen übrig.

Die zweckmäßigste Lastverteilung wird von einer Reihe energetischer und wirtschaftlicher Faktoren beeinflusst, wobei die Eigenschaften der zusammenwirken-

¹⁰⁾ HENCKY, K.: Städtische Heizkraftversorgung im Großausbau. Elektrizitätswirtschaft, 1958/H. 9.

den Kraftwerke maßgebend sind. Wenn die verfügbare Leistung der Kraftwerke von ihrer Energiequelle nicht beschränkt wird, dann kann die Lastverteilung ausschließlich nach den Forderungen der Energiebilanz durchgeführt werden. In diesem Falle wird die Last nach dem bekannten Zuwachskostenverfahren verteilt^{11) 12) 13)}. Die geringsten Energiekosten werden bei derjenigen Lastverteilung erzielt, bei welcher die Kosten der zusätzlichen Energie in den betreffenden Kraftwerken gleich sind:

$$s_s = \frac{dA_1}{dE} = \frac{dA_2}{dE}$$

wo A die Betriebsausgaben, einschließlich der Kosten der Energieübertragung, bedeutet. Setzt man

$$A = a + bN + fE,$$

- wo a (S/Jahr) — die festen Ausgaben,
- b (S/kW-Jahr) — die spezifischen leistungsabhängigen Betriebsausgaben,
- f (S/kWh) — die spezifischen energieabhängigen Betriebsausgaben,

$$\text{dann ist } \frac{dA}{dE} = b \cdot \frac{dN}{dE} + f = \frac{b}{t} + f,$$

wo $t = \frac{dE}{dN}$ die Benutzungsdauer der zusätzlichen Leistung bezeichnet²⁾. Bei unabhängigen Kraftwerken, die keine Ausgleichsleistung benötigen, ist die Bedingung der kleinsten Betriebsausgaben

$$\frac{b_1}{t_0} + f_1 = \frac{b_2}{t_0} + f_2,$$

woraus

$$t_0 = \frac{b_2 - b_1}{f_1 - f_2} = -\frac{\Delta b}{\Delta f}.$$

Die Zusammensetzung der Energiekosten $s_s = f(t)$ und die Lastverteilung zwischen den beiden Kraftwerken nach der gegebenen Integralkurve $E = F(N)$ ist in Abb. 5 veranschaulicht worden.

Auf Grund dieses Verfahrens kann der wirtschaftlich günstigste Einsatz der unabhängigen Kraftwerke, z. B. der K-Werke, bestimmt werden. In Verbundsystemen, welche Kraftwerke mit stark schwankender verfügbarer Leistung enthalten, ist die Energiebilanz aber von der Leistungsbilanz abhängig; hier soll der Einsatz einzelner Kraftwerksgruppen nach ihrem naturbeschränkten Arbeitsvermögen, d. h. nach der Verfügbarkeit ihrer Leistung, bestimmt werden. Die abhängigen Kraftwerke müssen so belastet werden, daß sie eine möglichst kleine Ausgleichsleistung zur Überbrückung der jahreszeitlichen Leistungsrückgänge bedürfen. Dies kommt besonders in den Wasserkraftsystemen vor, wo das veränderliche Energiedargebot der WK-Werke nach den Forderungen der Leistungsbilanz ausgenutzt werden soll. Nur nachdem, wenn die Lastzonen einzelner Kraftwerksgruppen in der Leistungsbilanz festgelegt worden sind, kann die Last zwischen den Kraftwerken

¹¹⁾ STEINBERG, M. J., SMITH, TH. H.: Economy Loading of Power Plants and Electric Systems. John Wiley & Sons, New York, 1943.

¹²⁾ KROMS, A.: Lastverteilung zwischen Wärmekraftwerken der Verbundbetriebe. Bergbau und Energie, 1949/Nr. 12.

¹³⁾ BAUER, H., und EDELMANN, H.: Der „Sielomat“ als Hilfsmittel des Lastverteilers für optimalen Kraftwerkeinsatz. Elektrizitätswirtschaft, 1958/H. 7, 10 und 13.

jeder Gruppe in gewissem Maße nach dem Zuwachskostenverfahren verteilt werden. Die Ausarbeitung eines zweckmäßigen Lastplans ist deshalb bei dem Vorhandensein der abhängigen Kraftwerke komplizierter als in den einfachen Verbundsystemen, die nur unabhängige Kraftwerke enthalten.

Bei der Aufstellung des Lastplans müssen zuerst die Lastzonen verschiedener Kraftwerksgruppen in die typischen Tageslastdiagramme einzelner Jahressaisons eingetragen werden. Die Lastverteilung wird im Laufe des Jahres sowohl von den Veränderungen der Last-

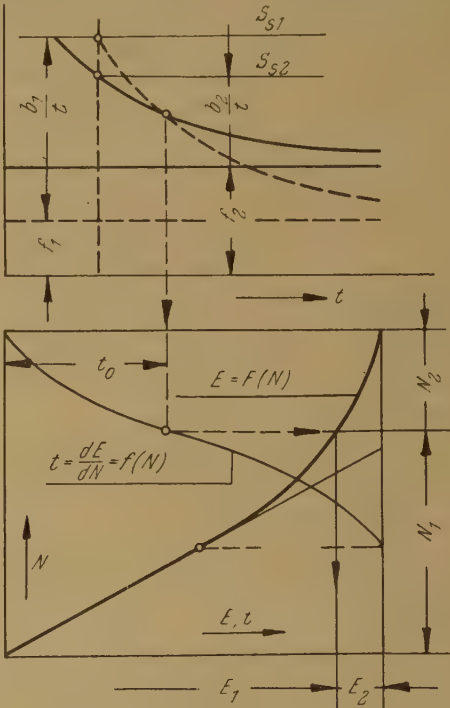


Abb. 5. Lastverteilung nach dem Zuwachskostenverfahren. Oben — die Zusammensetzung der zusätzlichen Energiekosten (s_{s1} — für Grundlastwerke, s_{s2} — für Spitzenlastwerke). Unten — die Lastverteilung mittels der Integralkurve der Energie, t — Benutzungsdauer in verschiedenen Lastzonen, N_1 und E_1 — Leistung und Energieausbeute des Grundlastwerks, N_2 und E_2 — Leistung und Energieausbeute des Spitzenlastwerks.

kurven als auch von den Leistungsschwankungen der abhängigen Kraftwerke beeinflusst. Auf Grund der Tagesdiagramme werden die Lastzonen in das Jahresdiagramm der Gesamtlast eingetragen, woraus die Leistungs- und Energiebilanz für das ganze Jahr ermittelt wird.

Die Lastverteilung soll in einer bestimmten Reihenfolge durchgeführt werden, weil sonst wichtige Faktoren unbeachtet bleiben können. Die Lastzonen einzelner Kraftwerke sind ins Gesamtlastdiagramm wie folgt einzutragen:

1. Die abhängigen Kraftwerke:
 - a) die zwangsläufig anfallende Leistung der nicht regelbaren Kraftwerke, z. B. der Laufwerke und HK-Werke;
 - b) die beschränkt regelbaren Kraftwerke, z. B. die WK-Werke mit Kurzspeichern;
 - c) die jahreszeitlich regelbaren Kraftwerke — WK-Werke mit Langspeichern zur Saisonregelung.
2. Der Rest des Lastdiagramms ist zwischen den unabhängigen Kraftwerken zu verteilen.

Die Auswahl der Lastzonen verschiedener Kraftwerksgruppen ist am besten mittels der Integralkurve $E = F(N)$ durchführbar (s. Abb. 1). Dabei muß die installierte Leistung jedes Kraftwerks möglichst vollständig zur Deckung der Höchstlast eingesetzt werden. In der Energiebilanz ist aber dafür zu sorgen, daß die zwangsläufig anfallenden Energiemengen der abhängigen Kraftwerke vom Verbundnetz jederzeit aufgenommen werden. Dabei sind zuerst die ganz festen, naturbedingten Beschränkungen und die zwangsläufig erfüllbaren Forderungen zu berücksichtigen. Nachher müssen die anderen, weniger wichtigen Faktoren erwogen werden. Dafür müssen folgende Angaben vorbereitet werden:

- a) Die voraussehbaren Lastkurven der typischen Jahresperioden, z. B. Sommer, Frühling — Herbst, Winter.
- b) Die Kurven des Energiedargebots von abhängigen Kraftwerken, wobei die Kraftwerke nach den Möglichkeiten der Leistungsregelung (Laufwerke, Speicherwerke o. d.) gruppiert werden müssen.
- c) Die Art der Brennstoffe und der thermische Wirkungsgrad der Wärmekraftwerke, die Verhältnisse der Brennstoffbeschaffung und der gesamte Plan der Brennstoffwirtschaft.
- d) Die betrieblichen Eigenschaften der Kraftwerke — Anpassungsfähigkeit an schnelle Lastschwankungen, Eignung für die Betriebsreserve u. a.

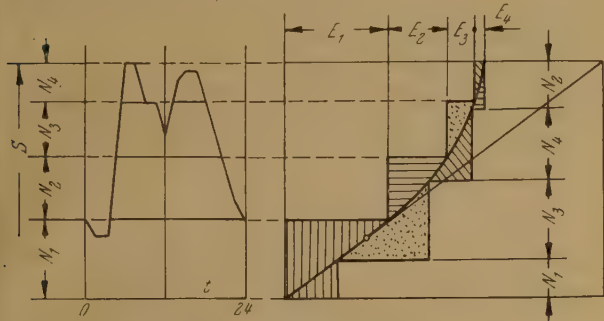


Abb. 6. Lastzonen verschiedener Kraftwerke je nach dem Wasserdargebot

Auf linker Seite der Integralkurve — bei hoher Wasserführung. Auf rechter Seite der Integralkurve — bei niedriger Wasserführung. Die Leistungen: N_1 — Laufwerke, N_2 — Kurzspeicherwerke, N_3 — Wärmekraftwerke, N_4 — Langspeicherwerke.

In Abb. 6 ist die Lastart einzelner Kraftwerkstypen bei verschiedenem Energieanfall der WK-Werke gezeigt. Bei der Auswahl von Lastzonen sind zwei Arten der abhängigen Kraftwerke zu unterscheiden:

1. Die mögliche Tagesarbeit einiger Kraftwerke ist von ihrer Energiequelle festgesetzt, doch können diese Werke innerhalb einer gewissen Zeitperiode (Tage, Wochen) den Lastforderungen folgen. Die Lastzonen dieser Kraftwerke sind im Tageslastdiagramm je nach ihrem Energiedargebot auszuwählen. Hierher gehören WK-Werke, welche beschränkte Wasserspeicher zur Durchflußregelung besitzen. Ihre Lastzone muß je nach der Wasserführung und dem Energieinhalt der Wasserspeicher so festgelegt werden, daß sie ihre Energiequelle vollständig ausnutzen und die höchste Spitzenleistung entwickeln können.

2. Bei anderen Kraftwerken ist der Ablauf ihrer verfügbaren Leistung von der Energiequelle so festgesetzt worden, daß er mittels der Betriebsmaßnahmen

nur in geringem Maße geregelt werden kann. Hierher gehören Laufwerke und HK-Werke. Die verfügbare Leistung dieser Kraftwerke muß in jedem Zeitpunkt möglichst vollständig ausgelastet werden, um die Verluste der zwangsläufig anfallenden Energie zu vermeiden. Diese Werke stellen dem Verbundbetrieb jahreszeitliche Energieüberschüsse zur Verfügung, die von besonderen anpassungsfähigen Energieverbrauchern (Elektrochemie u. a.) verwertet werden können¹⁴⁾ ¹⁵⁾ ¹⁶⁾.

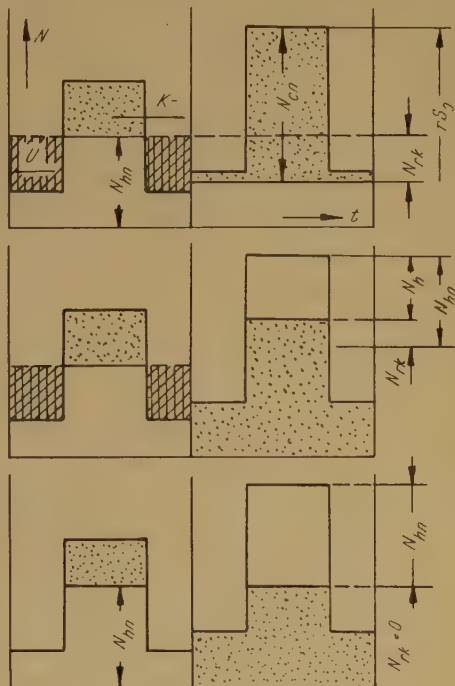


Abb. 7. Zusammenarbeit der WK- und der K-Werke
Oben — nicht regelbare WK-Werke (Laufwerke). Mitte — beschränkt regelbare WK-Werke (Kurzspeicherwerke). Unten — saisonell regelbare WK-Werke (Langspeicherwerke). Links — bei großem Wasserdargebot. Rechts — bei geringem Wasserdargebot. N_{hn} — installierte WK-Leistung. N_{en} — installierbare K-Leistung. S_0 — Jahreshöchstlast. N_{rk} — benötigte Ausgleichsleistung. U — Überschuß an Wasserenergie.

Weiterhin wird die Rolle der wichtigsten Kraftwerksarten im Verbundbetrieb charakterisiert:

A. WK-Werke. WK-Werke bilden eine Kraftwerksgruppe, welche die Lastverteilung und das Betriebsregime anderer Kraftwerke am meisten beeinflusst. In der Regel decken die WK-Werke bei hohem Wasserzufluß die Grundlast, um den Wasserfluß vollständig auszunutzen (Abb. 7). Bei zurückgehender Wasserführung werden die Lastzonen der WK-Werke, die wenigstens Kurzspeicher zum Ausgleich der Tageslastschwankungen besitzen, nach oben verschoben, um während der Starklaststunden eine ausreichende Leistung aufrechterhalten zu können. Dadurch wird die Beteiligung

¹⁴⁾ Kroms, A.: Ausnutzung der überschüssigen Leistung der Verbundbetriebe. Die Technik, 1952/H. 8 und 10.

¹⁵⁾ UFER, D.: Bessere Ausnutzung der Kraftwerkskapazitäten durch regelbare Verbraucher. Energietechnik, 1958/H. 2.

¹⁶⁾ TAIZO OKADA: Features of energy storage in the hydrogen electrolysis industry and calcium carbide industry and their economic effects on the electric power networks in Japan. World Power Conference, Montreal, 1958. Paper 8G/11.

der WK-Werke in der Leistungsbilanz des Verbundsystems ausgeglichen.

Die WK-Werke mit beschränkten Wasserspeichern haben also keine feststehende Lastzone in dem Lastdiagramm des Verbundsystems; sie sind je nach dem Wasserzufluß zur Deckung der Grund-, Mittel- oder Spitzenlast einzusetzen. Hier wird das Ziel verfolgt, die installierte WK-Leistung bei jeder Wasserlage in die Leistungsbilanz vollwertig einzusetzen. Je geringer das Wasserdargebot des Flusses, desto mehr muß die Lastzone der WK-Werke in Richtung der Spitzenlast verlegt werden. Die Lastzonen der WK-Werke sind so auszuwählen, daß sie die ganze anfallende Wasserenergie E_q ausnutzen und sich mit ihrer vollen Leistung N_n an der Deckung der Höchstlast beteiligen. Es soll daher stets $E_h = E_q$ und $N_h = N_n$ erreicht werden, wo E_h und N_h die verwertete Energie und die verfügbare Leistung während der Starklaststunden bedeuten. Die Ermittlung der optimalen Lastzone ist in Abb. 8 dargestellt:

Trägt man ins Integraldiagramm $E = F(N)$ zwei Hilfskurven — eine Energiekurve im waagrechten Ab-

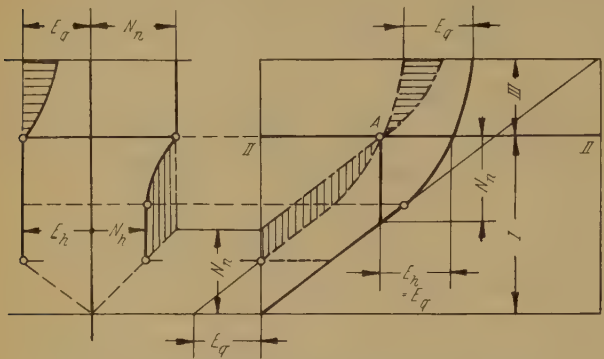


Abb. 8. Optimale Lastzone von WK-Werken

I — Grundlastbereich, in dem die volle WK-Leistung infolge der unzureichenden Wasserenergie nicht eingesetzt werden kann ($N_h < N_n$, $E_h = E_q$, ||| — Leistungsverlust). II — die optimale Lastzone, in welcher die Forderungen der beiden energetischen Bilanzen erfüllt sind ($N_h = N_n$, $E_h = E_q$). III — Spitzenlastbereich, in welchem die verfügbare Wasserenergie infolge der beschränkten installierten Leistung nicht vollständig verwertet werden kann ($N_h = N_n$, $E_h < E_q$, ≡ — Energieverluste).

stand E_q und eine Leistungskurve im senkrechten Abstand N_n — ein, dann zeigt ihr Schnittpunkt die Lage der Lastzone, in welcher die beiden Bedingungen: $E_h = E_q$ und $N_h = N_n$ — erreicht werden können. Unterhalb dieser Zone wird die verfügbare WK-Leistung vom unzureichenden Energiedargebot des Flusses beschränkt; es ist hier $E_h = E_q$ und $N_h < N_n$, weshalb nur die Forderung der Energiebilanz erfüllt ist. Oberhalb der optimalen Zone, in Richtung der Spitzenlast, ist die Lastdauer der WK-Aggregate dagegen zu kurz, um die verfügbare Wassermenge vollständig verarbeiten zu können; hier ist $N_h = N_n$ und $E_h < E_q$, d. h. die Forderung der Energiebilanz kann nicht erfüllt werden. Die leistungs- und energiemäßigen Einschränkungen sind in Abb. 8 links veranschaulicht.

Die regelbaren WK-Werke können an das schwankende Wasserdargebot auch so angepaßt werden, daß man die WK-Aggregate bei sinkender Wasserführung eins nach dem anderen unmittelbar in die reine Spitzenlast überführt²⁾. Diese Betriebsweise verlangt einen kleineren Speicherinhalt als bei der Verlagerung der

ganzen WK-Leistung in die Mittellastzone, weil hier nur diejenigen Aggregate einen Ausgleichsvorrat bedürfen, welche die Lastspitzen decken.

Die WK-Werke mit Langspeichern müssen zum jahreszeitlichen Leistungsausgleich der abhängigen Kraftwerke eingesetzt werden. Die großen Wasserspeicher werden zur Energieerzeugung während der Jahresperioden der gespannten Leistungsbilanz herangezogen, wenn die verfügbare Leistung der meisten abhängigen Kraftwerke, z. B. der Flußkraftwerke, stark zurückgegangen ist. An den Gebirgsflüssen, die im Sommer hohe Wasserführung haben, werden die Großspeicher zur Lieferung der Winterenergie errichtet. Diese Speicherwerke müssen nicht bloß billige Wasserenergie liefern, sondern sie sind auch zur Deckung des Leistungsbedarfs zweckmäßig einzusetzen. Da während der trockenen Jahreszeit Wärmekraftwerke die Grundlast übernehmen, herrscht im Verbundbetrieb nicht soviel Energie- als vielmehr Leistungsmangel. Speicherwerke

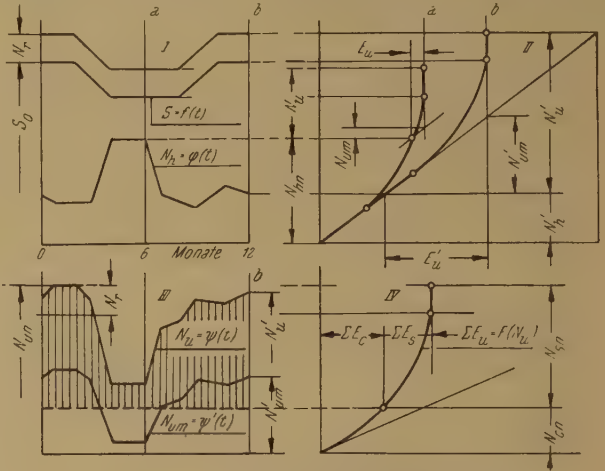


Abb. 9. Lastplan der Speicherwerke

I Jahreslastkurven: $S = f(t)$ — Kurve der Tageslastspitzen. N_r — Störreserve. S_0 — Jahreshöchstlast. $N_h = \varphi(t)$ — verfügbare Leistung der nicht regelbaren abhängigen Kraftwerke (Laufwerke). II Integralkurven der typischen Tageslastkurven. N_u und E_u — die beanspruchte Leistung und die Energieausbeute der unabhängigen Kraftwerke (K- und Speicherwerke). N_{um} — die mittlere Belastung der unabhängigen Kraftwerke. III Jahreslastkurven der unabhängigen Kraftwerke (Restlastkurve): $N_u = \psi(t)$ — die Kurve der Tageshöchstlast. $N_{um} = \psi'(t)$ — die mittlere Belastung. IV Jahresintegralkurve der Restlast (summierte Integralkurve): ΣE_s und N_{sn} — Jahresarbeit und installierbare Leistung der Speicherwerke. ΣE_c und N_{cn} — Energieausbeute und benötigte Leistung der K-Werke.

sollen mittels ihrer Wasservorräte die benötigte Winterleistung bereitstellen und dafür nach einem Lastplan arbeiten, in dem ihnen die Aufgabe der Ausgleichsleistung angewiesen wird (Abb. 9). In der Erfüllung dieser Aufgabe liegt der Sinn der Wasserspeicher, weshalb der Lastplan der Speicherwerke auf dieses Ziel gerichtet werden muß. Ihre Lastart wird durch den Jahresverlauf der Wasserführung, den Speicherinhalt und die Lastkurve des Verbundbetriebs bedingt. Es ist dabei vorteilhaft, die Wasserreserve stets zu sparen und bei sinkendem Zufluß so schnell auf die Deckung der Spitzenlast zu übergehen, wie es der Wasserspeicher erlaubt.

Die energetischen Vorteile der Speicherwerke können nur dann in vollem Maße ausgenutzt werden, wenn die Speicherwerke in ausgedehnten Verbundsystemen arbeiten. Je größer die Spitzenlast des Verbundnetzes,

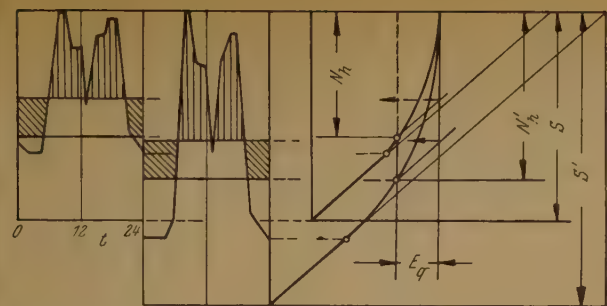


Abb. 10. Verfügbare Leistung der Speicherkraftwerke bei verschiedener Spitzenlast

E_q — die dargebotene Wasserenergie. S und S' — die Lastspitzen. N_h und N_h' — die erreichbare Spitzenleistung des WK-Werks bei gegebenem Energiedargebot.

desto größere Leistung der Speicherkraftwerke kann in die Leistungsbilanz wirksam eingesetzt werden (Abb. 10). Eine hohe installierte Leistung der Speicherkraftwerke ist wirtschaftlich vorteilhaft, weil: a) sie erspart die K-Leistung des Verbundsystems; b) die Hochwasser des Flusses können vollständig ausgenutzt werden; c) die Ergänzungsleistung in WK-Werken erfordert nur mäßige zusätzliche Anlagekosten.

B. HK-Werke. Die charakteristischen Eigenschaften der HK-Werke sind: der geringe Brennstoffverbrauch für Energie im Gegendruckbetrieb und die veränderliche verfügbare Leistung, die von der Wärmelast und den Typen der HK-Aggregate bestimmt wird¹⁷⁾. Manchmal ist die Gegendruckenergie der HK-Werke sogar billiger als die Wasserenergie. Deshalb muß die ganze Energieausbeute, die auf Grundlage der Wärmeversorgung erzielbar ist, ins Netz abgegeben werden. Die verfügbare G-Leistung ist deshalb als zwangsläufig anfallende Leistung anzusehen, die sich nach der Wärmelast fortwährend verändert und in weit geringerem Maße als die WK-Leistung geregelt werden kann.

Wenn HK-Werke auch K-Leistung enthalten, dann ist ihre Leistung und Energieausbeute

$$N_t = N_g + N_{ct} \text{ und } E_t = E_g + E_{ct},$$

wobei die Auslastung der K-Leistung von örtlichen Umständen bedingt wird. Da die meisten HK-Werke in dichtbesiedelten Ortschaften gelagert sind, ist die Brennstoff- und Kühlwasserbeschaffung mit gewissen Schwierigkeiten verbunden. Deshalb muß ihre angebundene K-Leistung nur so weit belastet werden, wie es von der Leistungsbilanz des Verbundsystems erfordert wird. Wenn die K-Leistung nur außerhalb der Spitzenstunden der Wärmelast eingesetzt wird, dann verlangt sie keine zusätzliche Kesselleistung und kann mit geringeren Baukosten als eine gleichgroße Leistung der reinen K-Werke erstellt werden. Die Turboaggregate der KH-Werke sollen so ausgewählt werden, daß die HK-Werke eine zweckmäßige Jahreskurve der verfügbaren Leistung aufweisen (Abb. 11); dies erlaubt die HK-Werke in die energetischen Bilanzen des Verbundsystems wirkungsvoll einzuschließen. In dieser Hinsicht sind die Gegebenheiten der HK-Werke bisher nicht ausreichend ausgenutzt worden. Die energetischen Aufgaben der HK-Werke werden meistens auf die Lieferung billiger Gegendruckenergie, d. h. auf die Verbes-

serung der Energiebilanz, beschränkt; ihre zweckmäßige Eingliederung in die Leistungsbilanz der Verbundsysteme ist dagegen vernachlässigt worden.

C. K-Werke. Bei der Verteilung der restlichen Last zwischen den K-Werken sind die Forderungen der Brennstoffwirtschaft maßgebend. Die K-Werke müssen in den meisten Verbundbetrieben vorwiegend zur Deckung der Grund- und Mittellast eingesetzt werden, doch können sie in besonderen Fällen auch die Spitzenlast decken. Die Auswahl der Lastart einzelner K-Werke wird von dem verwerteten Brennstoff, der technischen Ausrüstung und dem Standort der Werke beeinflusst. In der elektrischen Energiewirtschaft muß die Verwertung der Brennstoffe niedriger Qualität, wie auch verschiedener Abfälle der Brennstoffverarbeitung, gefördert werden. Den großen K-Werken, welche die örtlichen minderwertigen Brennstoffe verfeuern und nahe an deren Vorkommen gelagert sind, ist deshalb eine gleichmäßige Lastzone zu erteilen. Wenn die K-Werke die Quellen der Abfallenergie der Industrie ausbeuten, die sich bei den Fabrikationsvorgängen befreien, müssen sie nach einem vorgeschriebenen Lastregime betrieben werden, um die Abfallenergie vollständig zu verwerten. Den anderen K-Werken, welche hochwertige Brennstoffe (Öl u. a.) verbrennen, müssen die Zonen der veränderlichen Mittel- oder sogar Spitzenlast zugewiesen werden. Die Lastverteilung zwischen den K-Werken, die sich in gleicher Brennstofflage befinden, soll nach dem Zuwachskostenverfahren vorgenommen werden.

Der Lastplan der K-Werke wird außerdem von verschiedenen betrieblichen Faktoren beeinflusst:

- a) einige K-Werke sind technisch nicht geeignet, eine rasch schwankende Last aufzunehmen;
- b) kurzzeitige Stilllegung oder ein allzu tiefer Lastrückgang großer K-Aggregate muß vermieden werden.

Nach der Festlegung der Lastzonen für die abhängigen (WK- und HK-) Kraftwerke und die wirtschaftlich besten K-Werke, bleibt der Rest des Lastdiagramms

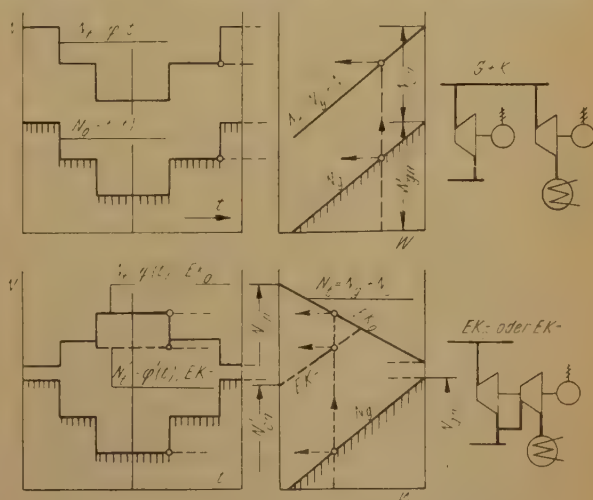


Abb. 11. Verfügbare Leistung der HK-Werke

G — Gegendruckaggregat. K — Kondensationsaggregat. EK_0 — Entnahme-Kondensationsaggregat (EK_0 — Aggregat mit vollentwickeltem K-Teil). Links — Verlauf der Leistungskurven. Mitte — die Leistungskennbilder der HK-Aggregate. $N_t = F(W)$. N_g — G-Leistung. N_0 — K-Leistung. $N_t = N_g + N_0$ — die verfügbare Gesamtleistung. $N_g = f(t)$ — der Verlauf der verfügbaren G-Leistung (angegeben). $N_t = \varphi(t)$ — der Verlauf der verfügbaren Gesamtleistung (mit Hilfe der Leistungskennbilder ermittelt).

¹⁷⁾ Kroms, A.: Leistungskennbilder der Heizkraftwerke. Energie, 1957/Nr. 11.

für die älteren K-Werke oder besondere Spitzenwerke übrig. Diese Werke werden nur während der Perioden der höchstgespannten Leistungsbilanz belastet, in der übrigen Zeit dienen sie als Reserve.

Das Zusammenwirken der Kraftwerke in Verbundsystemen wird nicht bloß von den energetischen Eigenschaften der Kraftwerke, sondern auch von einer Reihe anderer wichtiger Faktoren beeinflusst. Diese Umstände, die mit dem Betrieb des ganzen Verbundsystems verbunden sind, haben nicht selten einen entscheidenden Einfluß auf die Belastung einzelner Kraftwerksgruppen; hierfür gehören:

1. die Durchlaßfähigkeit der elektrischen Netze;
2. die Forderungen der Stabilität und der Bedarf an Scheinleistung in Verbundnetzen;
3. die Notwendigkeit, eine schnell einsetzbare Reserveleistung bereitzuhalten u. a.

III. Die Aufstellung der Energiebilanz

Die Aufteilung der typischen Tageslastdiagramme ergibt die Anhaltslinien zum Einsatz einzelner Kraftwerke in der Deckung des Energiebedarfs. Auf Grund der Tagesdiagramme allein ist es aber schwierig über folgende Umstände zu urteilen:

1. über den Lastplan der regelbaren abhängigen Kraftwerke, z. B. der Langspeicher-WK-Werke, die ihre Energieausbeute auf einzelne Jahresperioden je nach den Forderungen der energetischen Bilanzen gewissermaßen verlagern können;
2. über die Höhe der erforderlichen Ausgleichsleistung und demzufolge der installierbaren Gesamtleistung, besonders wenn die Rolle der abhängigen Kraftwerke im Verbundbetrieb bedeutend ist;
3. über den Einsatz und die Energieausbeute verschiedener unabhängiger Kraftwerke, z. B. der K-Werke, welche verschiedene Brennstoffe (Steinkohle, Braunkohle, Öl) verfeuern.

Aus den erwähnten Gründen müssen nach der Aufteilung typischer Tagesdiagramme die Jahresdiagramme der Leistungs- und Energiebilanz aufgestellt werden. Von der Jahresleistungsbilanz wird die installierte Leistung der Kraftwerksgruppen und dadurch die Anlagekosten des Energieversorgungsapparats, von der Energiebilanz aber der Brennstoffverbrauch beeinflusst. Die beiden Faktoren finden ihren Ausdruck in den Energiekosten. Das Ziel beider energetischen Bilanzen ist es, den gesamten Energiebedarf auf die verschiedenen Energiequellen so aufzuteilen, daß die geringsten durchschnittlichen Energiekosten erzielt und die volkswirtschaftlichen Forderungen über die Ausnutzung der Wasserenergie und der örtlichen minderwertigen Brennstoffe erfüllt werden.

Die energetischen Bilanzen müssen wie bei der Bauplanung, so auch bei dem Betrieb der Verbundsysteme aufgestellt werden. Die dabei anzuwendenden Verfahren werden von den Ausgangsangaben und dem Ziel der Bilanz bedingt. So können bei der Bauplanung die Baukosten, der Brennstoffbedarf und die Leistungskurven der abhängigen Kraftwerke nur angenähert geschätzt werden, weshalb der Lastplan mit einfachen Verfahren aufgestellt werden kann. Bei der Betriebsplanung dagegen, wenn die Charakteristiken einzelner Kraftwerke bereits bekannt sind, soll der Fahrplan der Kraftwerke genauer festgesetzt werden.

Nachfolgend werden die Grundlagen zur Zusammenstellung der Jahresenergiebilanz erörtert. Dazu können analytische oder graphische Verfahren angewandt werden.

I. Analytisches Verfahren. Die Gleichungen der Energiebilanz lauten:

$$E_h + E_g + E_c + E_k = E$$

oder

$$X_h h_h + X_g h_g + X_c h_c + X_k h_k = h.$$

Die Energieausbeute einiger Kraftwerksgruppen ist naturbedingt oder sie muß aus wirtschaftlichen Gründen nach Möglichkeit erhöht werden. Dies bezieht sich vor allem auf die WK- und HK-Werke, wie auch auf einige K-Werke, welche Abfallbrennstoffe verwerten; dasselbe wird in Zukunft auch für Kernkraftwerke gelten. Die übrigen Kraftwerke müssen den restlichen Energiebedarf decken, d. h. die Energiebilanz abschließen. Diese Aufgabe wird von den reinen Wärmekraftwerken, vorwiegend von den K-Werken, übernommen.

Die Energieausbeute der WK-Werke wird nach den Angaben über die Wasserführung der Flüsse (Hydraulizität) geschätzt; dabei muß die Wasserspeicherung und der mögliche Saisonausgleich berücksichtigt werden. Da das Energiedargebot der WK-Werke in verschiedenen Jahren sich erheblich verändert, müssen die voraussehbaren Grenzfälle der Energiebilanz geprüft werden. Besonders hohe Schwankungen des Energiedargebots kommen in Flußkraftwerken der Flachgelände vor. Auch bei Speicherkraftwerken reichen die Wasservorräte nur selten dazu aus, um ihre Jahresarbeit zwischen den verschiedenen hydrologischen Jahren auszugleichen. Deshalb sind die E_h -Werte einzelner Jahre beträchtlichen Schwankungen unterworfen. Wenn dabei das Verbundsystem regelbare WK-Werke enthält, dann schwankt ihr Anteil in der Energiebilanz (X_{he}) mehr als in der Deckung der Lastspitzen (X_h) (Abb. 12).

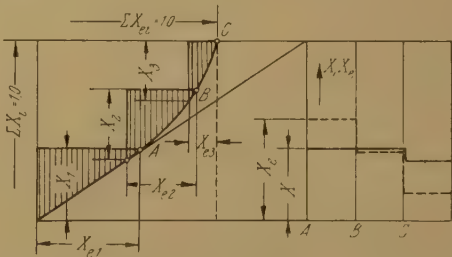


Abb. 12. Regelbares WK-Werk in Leistungs- und Energiebilanz

Strukturkoeffizienten des WK-Werks: X_1 und X_{1e} — im Grundlastbetrieb, X_2 und X_{2e} — im Mittellastbetrieb, X_3 und X_{3e} — im Spitzenlastbetrieb.

Die Energieausbeute der WK-Werke kann durch Vergrößerung ihrer installierten Leistung oder des Speichereinhalts erhöht werden. Die zweite Maßnahme ergibt mehr an zusätzlicher gesicherter Energie und verbessert die Leistungsbilanz des Verbundsystems (Abb. 13). Die Maschinenleistung muß unter Berücksichtigung des endgültigen Flußausbauschemas festgesetzt werden, weil jedes neue Wehr am Oberlauf des Flusses die Durchflußregelung verbessert und dadurch ermöglicht, die Leistung aller abwärts liegenden WK-Werke vollwertiger in die Leistungsbilanz einzuschließen. Dadurch entstehen Kraftwerksketten, in denen es

sich lohnt eine höhere Leistung als in einzeln betriebenen WK-Werken zu installieren.

Die Energieabgabe der *HK-Werke* auf Grundlage der Wärmeversorgung beträgt $E_g = y_e Q_h = N_g h_g$, wo Q_h (Mcal) die von den HK-Werken gelieferte Wärmemenge bedeutet. Die spezifische Energieausbeute hängt von den ausgewählten Dampfparametern ab (s. Abb. 4); die Ausnutzungstunden der G-Leistung h_g werden von den Wärmelastkurven bedingt.

Die *Kernkraftwerke* werden in der ersten Periode ihrer technischen Entwicklung als Grundlastwerke arbeiten, weil ihre Baukosten vorläufig hoch, die Kosten des verbrauchten Energieträgers dagegen verhältnismäßig gering sind. A-Werke werden in Zukunft die Brennstoffkraftwerke aus der Grundlastzone verdrängen, weil A-Werke aus technischen und wirtschaftlichen Gründen die unveränderliche Grundlast übernehmen sollen. Es ist aber mit Sicherheit zu erwarten, daß später, wenn die Rolle der A-Werke sich in den energetischen Bilanzen der Verbundsysteme vergrößern wird, sie auch die Zonen der veränderlichen Mittellast allmählich übernehmen werden.

Der restliche Energiebedarf $E_c = E - (E_h + E_g + E_k)$ muß von reinen Wärmekraftwerken, zur Zeit vorwiegend von K-Werken, gedeckt werden. Die Ausnutzungstunden der K-Werke hängen von der Struktur des Verbundsystems ab. Wenn die Rolle der Laufwerke gering ist, dann wird die Grundlastenergie von den großen K-Werken geliefert. Die technisch vollkommenen K-Werke müssen aus wirtschaftlichen und betriebstechnischen Gründen dauernd mit Vollast, ohne tägliche Betriebsunterbrechungen, fahren. A-Werke werden in Zukunft die Lastverhältnisse der K-Werke ändern, indem sie die Brennstoffwerke allmählich aus der Grundlastzone verdrängen werden (Abb. 14)¹⁸⁾¹⁹⁾. Man ist sich dessen bewußt, daß die Ausnutzungstunden der K-Werke sich schrittweise vermindern werden. Es ist deshalb eine Tendenz zu erkennen, in den neuen K-Werken auch bei veränderlicher Last alle Vorzüge, die durch hohe Drucke und Temperaturen erzielbar sind, möglichst weitgehend auszunutzen; man bemüht sich, thermisch vollkommene und anpassungsfähige K-Werke zu gestalten, welche die veränderlichen Zonen der Mittellast erfolgreich decken können. Zur Deckung der Spitzenlast werden Gasturbinen immer größerer Leistung entwickelt²⁰⁾.

Das Lastregime der einzelnen thermischen Kraftwerke wird von der Art des auszubeutenden Brennstoffs beeinflußt. Die unteren Lastzonen müssen stets den Kraftwerken erteilt werden, welche die minderwertigen ballastierten Brennstoffe in der Nähe ihrer Lagerstätten ausbeuten. Im Falle, wenn ihnen nach der Leistungsbilanz eine ausreichende Grundlastzone während des ganzen Jahres zugewiesen werden kann,

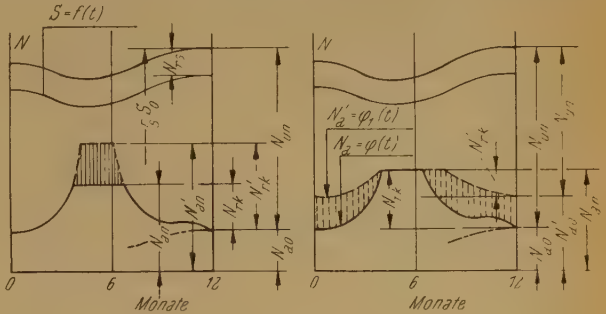


Abb. 13. Erhöhung der Energieausbeute von WK-Werken
Links — durch die Vergrößerung der Maschinenleistung. Rechts — durch die Vergrößerung des Speicherinhalts. N_{an} — installierte Leistung der abhängigen Kraftwerke (WK-Werke). $N_a = \varphi(t)$ — verfügbare Leistung der WK-Werke. N_{un} — installierte Leistung der unabhängigen Kraftwerke. N_{ao} — gesicherte Leistung der WK-Werke. N_{rk} — die benötigte Ausgleichsleistung.

dann nähern sich ihre Ausnutzungstunden dem technischen Grenzwert

$$\max h_c = (8\,760 - T_o) N_e / N_n,$$

wo T_o (St/Jahr) die Überholungsdauer, N_e und N_n (MW)- die Best- und die Nennleistung der Aggregate bedeuten. Normal ist $T_o = 600 \dots 800$ und $N_e / N_n = 0,80 \dots 0,90$, woraus es sich $\max h_c = 6\,500 \dots 7\,500$ (St/Jahr) ergibt.

Die K-Leistung der HK-Werke wird vorwiegend zum Ausgleich der Leistungsbilanz eingesetzt. Wenn in Zukunft die HK-Werke mit größeren Aggregaten ausgerüstet und nach Erhöhung der Reichweite ihrer Wärmenetze außerhalb der Städte gelagert werden, dann wird ihre K-Leistung mehr zur Energielieferung herangezogen werden.

Die Energiebilanz soll also in folgender Reihenfolge aufgestellt werden²¹⁾:

Kraftwerksart	Angegeben bzw. angenommen	Energieerzeugung
WK-Werke	E_h oder N_h und h_h	$E_h = N_h \cdot h_h$
HK-Werke	Q_h und y_e oder N_g und h_g	$E_g = y_e Q_h = N_g \cdot h_g$
A-Werke	N_k und h_k	$E_k = N_k h_k$
K-Werke ¹⁾	$N_c = N_n - (N_h + N_g + N_k)$	$E_c = E - (E_h + E_g + E_k)$

¹⁾ einschließlich der K-Leistung von HK-Werken.

¹⁸⁾ HAAGER, K.: Energiewirtschaftliche und energietechnische Fragen der Stromversorgung aus Atomenergie. Atomkernenergie, 1956/Nr. 5.

¹⁹⁾ Kroms, A.: Kernkraftwerke im britischen Verbundsystem. SBZ, 1958/Nr. 35.

²⁰⁾ BAUMANN, H.: Economy of gas-turbine plants for peak-load coverage. World Power Conference, Montreal, 1958. Paper 116 B/9.

Nimmt man, z. B., folgende Lastangaben an:

Jahreshöchstlast $S_o = 3\,000$ MW, Benutzungsdauer $h = 4\,000$ (St/Jahr),

Wärmelastspitze $W = 600$ (Gcal/h), Benutzungsdauer $h_w = 3\,000$ (St/Jahr),

²¹⁾ Kroms, A.: Struktur der Verbundsysteme. Die Technik, 1953/Nr. 11.

dann beträgt die jährliche Energieabgabe

$$E = 3\,000 \cdot 4\,000 = 12 \cdot 10^6 \text{ MWh} = 12 \text{ TWh},$$

$$Q_h = 600 \cdot 3\,000 = 18 \cdot 10^5 \text{ Gcal} = 1\,800 \text{ Tcal}.$$

Aus der Leistungsbilanz sind die installierten Leistungen einzelner Kraftwerksarten ermittelt worden (bei $N_k = 0$):

$$N_h = 1\,600 \text{ MW}$$

$$N_g = 150 \text{ MW}$$

$$N_c = 1\,700 \text{ MW}$$

$$\Sigma N_n = 3\,450 \text{ MW}.$$

Beim Reservefaktor $r_s = 1,1$ ist im Verbundsystem eine Ausgleichsleistung

$$N_{rk} = N_n - r_s S_0 = 3\,450 - 3\,300 = 150 \text{ MW}$$

vorhanden.

Die Jahresarbeit der WK-Werke ist auf $E_h = 6,4 \text{ TWh}$ geschätzt worden; der Energieertrag der HK-Werke im G-Betrieb beträgt bei $y_0 = 0,25$: $E_g =$

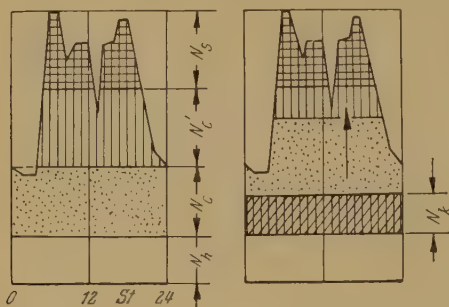


Abb. 14. Einsetzung der Kernkraftwerke in den Verbundbetrieb

Lastzonen: N_{h1} — Laufwerke. N_c — Grundlast-K-Werke, welche die örtlichen minderwertigen Brennstoffe ausbeuten. N_c' — Mittellast-K-Werke, die mit hochwertigen Brennstoffen arbeiten; N_g — Spitzenkraftwerke (Speicherwerke u. a.). N_k — Kernkraftwerke.

$= 0,25$. $1\,800 = 450 \text{ GWh} = 0,45 \text{ TWh}$. Die K-Werke müssen dann $E_c = 12 - (6,4 + 0,45) = 5,15 \text{ TWh/Jahr}$ liefern; hieraus ergeben sich ihre Ausnutzungstunden

$$h_c = \frac{5,15 \cdot 10}{1\,700} = 3\,030 \text{ St/Jahr}.$$

Auf diese einfache Weise aufgestellte Leistungsbilanz ergibt nur ungefähre Anhaltsgrößen über die zu erwartende Beteiligung verschiedener Kraftwerksgruppen in der Deckung des gesamten Energiebedarfs. Zum Vergleich verschiedener Bauvarianten muß die Energiebilanz weiter präzisiert werden. Dafür müssen die K-Werke nach der Brennstoffart oder nach anderen energetischen Merkmalen, z. B. dem thermischen Wirkungsgrad, der Anpassungsfähigkeit an schwankende Last u. a., gruppiert werden. Ohne Kurven des Energiebedarfs und der verfügbaren Kraftwerksleistung ist es schwierig, darüber zu urteilen, ob die vorgesehene Aufteilung der Jahresarbeit tatsächlich möglich ist. Bei einem erheblichen Anteil der abhängigen Kraftwerke in den energetischen Bilanzen des Verbundsystems ist deshalb eine Prüfung der Energiebilanz mittels der Jahreskurven unentbehrlich.

II. Die Jahreskurven der Energiebilanz. Die Energieausbeute und demzufolge die verfügbare Leistung der abhängigen Kraftwerke wird von dem Energieangebot ihrer Energiequelle und den Möglichkeiten der Leistungsregelung bedingt. Die verfügbare Lei-

stung der Verbundsysteme verändert sich nicht bloß im Laufe einzelner Jahreszeiten, sondern sogar innerhalb weniger Tage oder Tagesstunden (bei Heizkraftwerken). Bei der Gegenüberstellung von Last- und Leistungsgrößen muß deshalb der zeitliche Zusammenhang beider Kurven berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, daß die verfügbare Leistung der abhängigen Kraftwerke, z. B. der WK-Werke, von der ihnen zugewiesenen Lastart beeinflusst wird. Deshalb müssen die energetischen Bilanzen mit Hilfe der Ganglinien der Gesamtlast und der Energiedarbietung zusammenge-

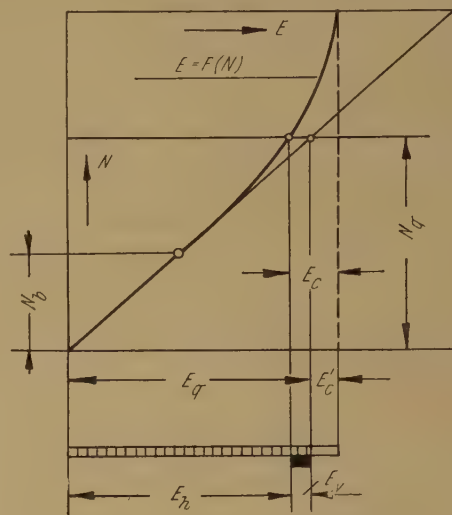


Abb. 15. Ausnutzung der zwangsläufig anfallenden Energie
 E_q — dargebotene Wasserenergie. E — ausnutzbare Wasserenergie.
 E_v — überschüssige Wasserenergie, die infolge der beschränkten Leistungsregelung nicht ausgenutzt werden kann. E_c und E_g — theoretischer und praktischer Energiemangel bzw. die benötigte thermische Energie.

stellt werden. Man versucht die Aufstellung der Bilanzen dadurch zu verkürzen und vereinfachen, daß man anstatt der Ganglinien vereinfachte Dauerkurven anwendet. Dabei ist aber eine exakte Koordinierung der Lastbedürfnisse und Kraftwerksleistung unmöglich, so daß es schwierig ist, die wahren Verhältnisse zu übersehen. Dauerkurven können nur zur Verteilung der Tageslast zwischen den verschiedenen Kraftwerken angewandt werden, wenn das Arbeitsvermögen der abhängigen Kraftwerke sich im Laufe des Tages nur geringfügig verändert. Zur Aufstellung der Jahresbilanzen, in denen sich die Last und die verfügbare Leistung ununterbrochen verändern, sind dagegen die Gangkurven zu verwenden, um übersichtliche Ergebnisse zu ermitteln.

Die energetischen Bilanzen müssen auf Grund der Lastkurven und der Leistungsangaben verschiedener Jahressaisons aufgestellt werden. Dazu sind die typischen Tageslastdiagramme und ihre Integralkurven $E = F(N)$ zu benutzen. Aus der Integralkurve kann die Energieausbeute der Kraftwerke, wie auch die Ausnutzung der naturbedingt anfallenden Energiemengen, z. B. der Wasserenergie, abgelesen werden. So ist in Abb. 15 die Lastzone der Laufwerke eingetragen worden; infolge der Lastschwankungen entstehen hier durch den Überlauf Energieverluste $E_v = E_q - E_h$. Dieser Energiebetrag kann wegen den beschränkten Regelungsmöglichkeiten des Energieangebots und Bedarfs nicht verwertet werden. Zu glei-

cher Zeit besteht aber im Verbundsystem ein Mangel an Wasserenergie $E_c = E - E_h$, der von den thermischen Kraftwerken oder regelbaren WK-Works (Speicherwerken) gedeckt werden muß²²⁾. Wenn im Verbundsystem abhängige Kraftwerke arbeiten, dann kann also gleichzeitig ein Energieüberschuß und Energiemangel bestehen; dies verschlechtert die Ausnutzung der Energiequellen und Energieanlagen. Zur Anpassung der abhängigen Kraftwerke an die Lastforderungen kommen verschiedene Maßnahmen — Erweiterung der Verbundnetze, Errichtung der Energiespeicher, Regelung der Energieabnahme u. a. — in Frage, wodurch die Widersprüche der energetischen Bilanzen gemildert werden.

Die Integralkurven der Tageslast dienen als Verbindungsglied, welches die Leistungs- und Energiebilanz miteinander verbindet. Trägt man die Ergebnisse aus den Integralkurven der typischen Tageslastdiagramme in das Jahresdiagramm ein, dann erhält man die beiden energetischen Bilanzen für das ganze Jahr. Hier sind zwei Fälle zu unterscheiden: 1. im Verbundsystem sind nur unabhängige Kraftwerke (K-Works u. a.) vorhanden; 2. im Verbundbetrieb spielen die abhängigen Kraftwerke (WK-Works) eine bedeutende Rolle.

Im ersten Falle kann die Aufteilung der Energielieferung mit den Jahres-Lastdauerkurven vorgenommen werden. Die einzelnen Kraftwerksgruppen arbeiten während des ganzen Jahres nach demselben Lastregime, d. h. sie decken jahrelang dieselben Lastzonen. Ihre Leistung wird zeitweilig nur dadurch vermindert, daß man in Perioden der Schwachlast die freien Aggregate zur planmäßigen Überholung stilllegt. Die Grundlastzone wird den großen K-Works übergeben, die mit den örtlichen minderwertigen Brennstoffen arbeiten und die Forderungen des Brennstoffplans am besten erfüllen. Die Mittellast wird von den technisch vollkommenen K-Works gedeckt, die in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte liegen und meistens hochwertige Brennstoffe, z. B. Qualitätskohle oder Öl, verbrennen. Die Spitzenlast wird von besonderen elastischen Spitzenwerken (in Zukunft von Gasturbinenwerken) oder teilweise auch von älteren K-Works übernommen. Die Aufteilung der Energieerzeugung muß später korrigiert werden, weil die Aggregate Überholung bedürfen und die thermischen Aggregate nicht dauernd über ihre Bestleistung belastet werden sollen; dadurch vermindert sich die Energieausbeute der Grundlastwerke, wogegen der Anteil der Mittel- und Spitzenlastwerke sich entsprechend vergrößert.

Im zweiten Falle, wenn die Energieausbeute einiger Kraftwerksgruppen den naturbedingten jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen ist, führt das einfache Verfahren mit den Jahresdauerkurven nicht zum Ziel. Da die Lastart der abhängigen Kraftwerke nach ihrem Energiedargebot auszuwählen sind, haben diese Kraftwerke keine festgelegten Lastzonen; je nach dem Energieanfall decken diese Werke in verschiedenen Jahres-

saisons Grund-, Mittel- oder Spitzenlast. Ihre Lage in dem Gesamtlastdiagramm wird in jeder Jahresperiode nach dem Standpunkt der Energiebilanz ausgewählt, wobei die Forderungen der Leistungsbilanz aber stets berücksichtigt werden sollen. Hier müssen deshalb in den typischen Tageslastkurven verschiedener Jahresperioden die Lastzonen der beschränkt regelbaren abhängigen Kraftwerke festgelegt und die Ergebnisse in das Jahresdiagramm eingetragen werden. Dazu müssen die Energiedargebotskurven der abhängigen Kraftwerke bekannt sein, wobei die WK-Works nach den Möglichkeiten der Leistungsregelung in Laufwerke, Kurz- und Langspeicherwerke einzuteilen sind.

Die Lastzonen der nicht oder beschränkt regelbaren abhängigen Kraftwerke, z. B. der Lauf- und Kurzspeicherwerke, sind mit Hilfe der typischen Tageslast-Integralkurven festzulegen, weil diese Werke nicht imstande sind, die naturbedingt anfallende Energie auf eine längere Zeitperiode aufzuspeichern und auf eine spätere Jahressaison zu verlegen. Diese Werke müssen so belastet werden, daß sie die verfügbare Wasser-

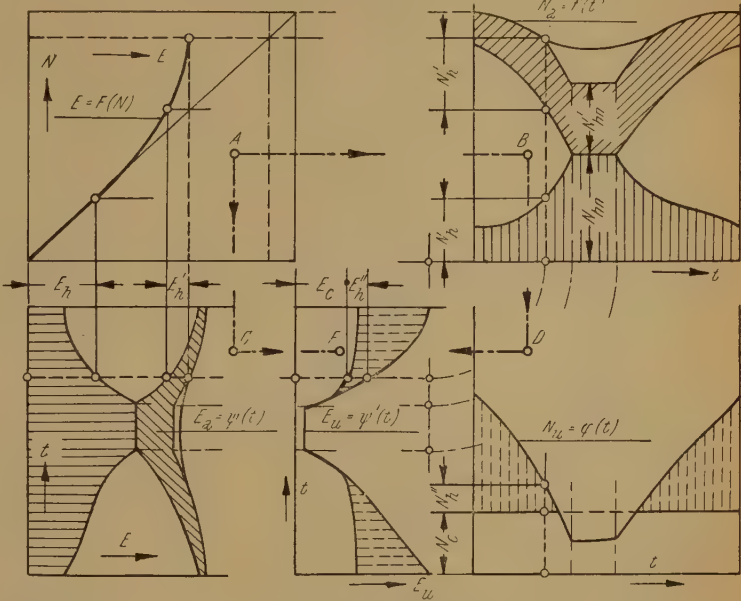


Abb. 16. Jahresdiagramme der Energiebilanz

- A. $E = F(N)$ — Integralkurve der Tageslast.
 - B. $N_a = f(t)$ — Leistungskurven der abhängigen Kraftwerke.
 - C. $E_a = \psi(t)$ — Energiekurven der abhängigen Kraftwerke.
 - D. $N_u = \varphi(t)$ — Lastkurven der unabhängigen Kraftwerke (Restlast).
 - E. $E_u = \psi'(t)$ — Energiekurven der unabhängigen Kraftwerke.
- Leistungs- und Energiegrößen:
- N_h und E_h — für Laufwerke.
 - N'_h und E'_h — für Kurzspeicherwerke.
 - N''_h und E''_h — für Langspeicherwerke.
 - N_c und E_c — für thermische Kraftwerke.

energie vollständig ausnutzen und während der Starklaststunden die höchste verfügbare Leistung entwickeln (s. Abb. 8).

Nachdem die Lastzonen der Lauf-, Kleinspeicher- und der HK-Works in die Jahresdiagramme der Leistungs- und Energiebilanz eingetragen worden sind (Abb. 16), muß die Restlast zwischen den Langspeicher- und Wärmekraftwerken verteilt werden. Dazu sind die Jahres- oder Saison-Integralkurven der restlichen Last zu benutzen. Dabei muß die Jahresarbeit der Speicher-

²²⁾ STEPHENSON, H.: Ermittlung von Fehl- und Überschußenergien. ÖZE, 1950/H. 6.

werke auf die hydraulisch unterschiedlichen Jahres-saisons (Winter, Sommer) so verteilt werden, daß: a) die anfallende Wasserenergie vollständig ausgenutzt wird; b) die Wärmekraftwerke nach günstigstem Betriebsregime arbeiten; c) die Speicherwerke die Lei-

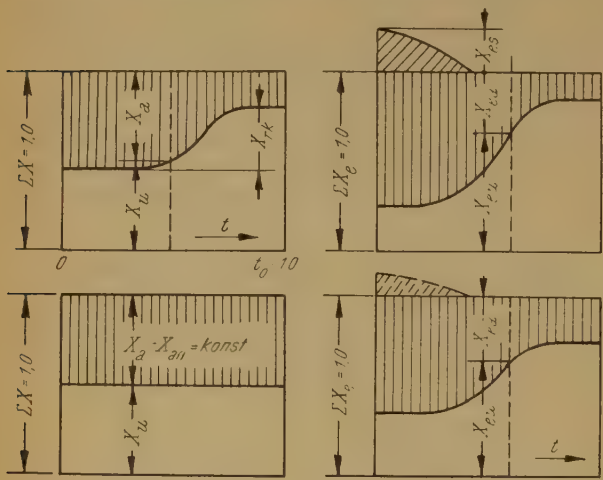


Abb. 17. Typische Varianten der Leistungs- und Energiebilanz

Links — Leistungsbilanz, Rechts — Energiebilanz. Oben — nicht oder beschränkt regelbare abhängige Kraftwerke; X_a und X_{ae} — veränderlich. Unten — gut regelbare abhängige Kraftwerke; X_a — konstant, X_{ae} — veränderlich. X_{es} — überschüssige Saisonenergie.

istungsschwankungen der abhängigen Kraftwerke ausgleichen und dementsprechend die thermische Ausgleichsleistung vermindern. Die Speicherwerke müssen den oberen veränderlichen Teil der Last übernehmen, um die Wärmekraftwerke mit einer gleichmäßigeren

gegen das Verbundsystem in einzelnen Jahressaisons einen Energieüberschuß der abhängigen Kraftwerke aufweist, dann kann diese Energie entweder an andere Verbundnetze oder an besondere regelbare Energie-abnehmer abgegeben werden¹⁴⁾.

Ein Ausgleichen der Leistungs- und Energiebilanz in den Verbundsystemen, welche die unterschiedlichen Energiequellen (Wasserkraft, Brennstoffe) ausbeuten, hat zum Energieaustausch zwischen den Ländern Westeuropas geführt. Dadurch hat sich der UCPTE-Netzverband entwickelt, der in Zukunft zur Gestaltung einer zweckmäßigen Energieversorgung Europas viel beitragen wird. Zu diesem Zweck werden Hochspannungs-Übertragungslisten für 380...420 kV in den Ländern Westeuropas gebaut²³⁾ 24).

Die Netze der UCPTE-Länder verbinden zahlreiche Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von mehr als 35 GW. Der Leistungsaustausch zwischen den einzelnen Netzen verändert sich wie jahreszeitlich, so auch innerhalb verschiedener Tagesstunden (Abb. 18). Die Ausgleichsleistungen, die über die Staatsgrenzen hinaus geleitet werden, hängen von der Lastart, dem Charakter der Kraftwerke und dem Energiedargebot der Energiequellen in verschiedenen Ländern ab. Dies ermöglicht es, die jahreszeitlichen Leistungs- oder Energiemängel einzelner Länder abzuwenden und Energieverluste in WK-Werken durch Überlauf während der Hochwasserperioden zu verringern. Die Überschussenergie ist besonders für diejenigen Länder wichtig, in denen Energie vorwiegend von Wärmekraftwerken erzeugt wird; die saisonelle Wasserenergie kann hier den Brennstoffverbrauch vermindern und die thermischen Kraftwerke für eine Überholung entlasten. Dabei versorgen die Länder mit reichlichen Wasserkraften (Österreich, Schweiz u. a.) ihre Nachbarn im Sommer mit Energie; im Winter dagegen, wenn die Energiedarbietung der WK-Werke gering ist, erhalten diese Länder die fehlende Energie aus den K-Werken Deutschlands, Frankreichs, Belgiens u. a. (Abb. 19)²⁵⁾.

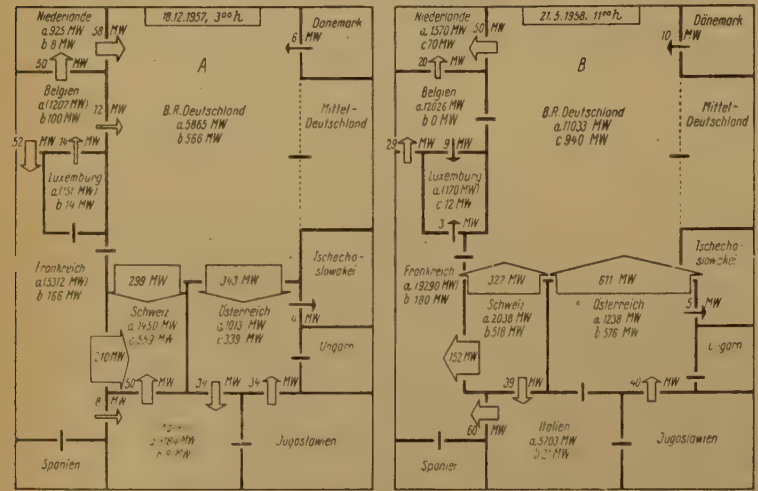


Abb. 18. Leistungsaustausch zwischen den UCPTE-Ländern (aus BWK, 1959/Nr. 2)

A — in einer Winternacht, B — an einem Sommertag. a — Netzlast, b — Ausführsaldo, c — Einfuhrsaldo.

Last betreiben zu können. Wenn nach Erschöpfung aller Möglichkeiten der Leistungsregelung eine jahreszeitliche Senkung der verfügbaren WK-Spitzenleistung nicht abzuwenden ist, dann muß in anderen Kraftwerken des Systems eine entsprechende Ausgleichsleistung untergebracht werden (Abb. 17). Wenn da-

Die Hauptaufgabe der Fernverbindungen hängt von der Struktur der Energiebilanz in den betreffenden Verbundsystemen ab. In den nördlichen Gebieten Westeuropas, wo Energie in K-Werken erzeugt wird, müssen die zwischenstaatlichen Verbindungen vorwiegend die Spitzenleistung herbeiführen, d. h. die Leistungsbilanz ausgleichen. In Ländern der Wasserenergie (Alpengebiete u. a.) sollen die Netzverbindungen dagegen auch zum Ausgleich der Energiebilanz dienen, indem sie in wasserreichen Jahreszeiten die überschüssige Laufwerkenergie abgeben, in trockenen Saisons aber die fehlende Energie aus den K-Werken der Brennstoffgebiete beziehen; andernfalls müßten diese Länder ihre eigenen thermischen Kraftwerke zur Schaf-

²³⁾ Kroms, A.: Entwicklungsrichtungen in der Energieversorgung im Spiegel der 12. Teiltagung der Weltkraftkonferenz in Montreal. Energie, 1959/H. 3 und 5.

²⁴⁾ CIGRE Reports European Power Systems Will Be Expanded at 380 kV. Power Engineering, 1958/Nr. 8.

²⁵⁾ Jahresbericht 1957/58 der UCPTE. Bulletin SEV, 1959/Nr. 4.

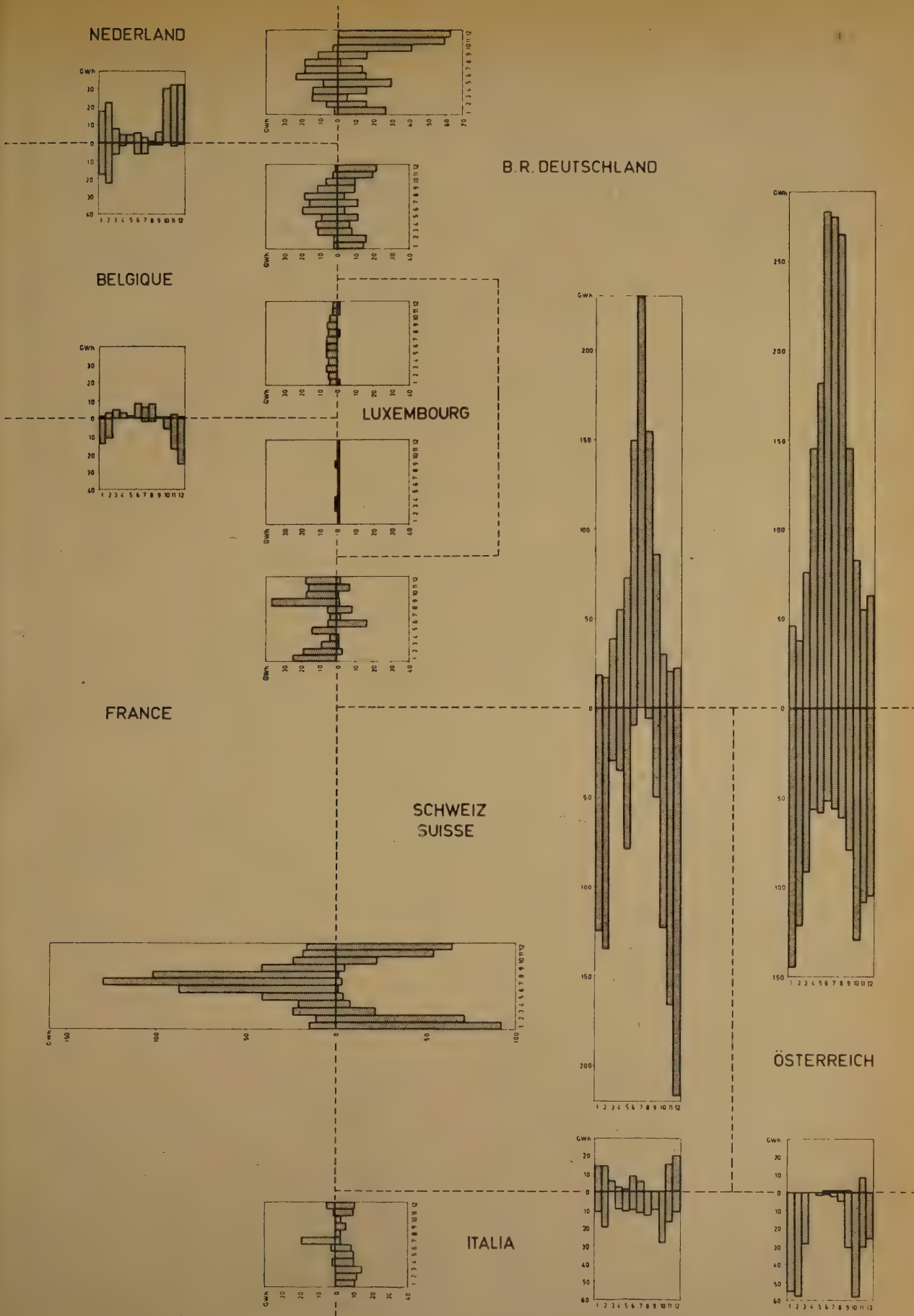


Abb. 19. Energieaustausch über die Grenzen der UCPTE-Länder (aus Bulletin SEV, 1959/Nr. 4)

fung der Ausgleichsleistung errichten. In keinem Land sind die Speicher so groß, daß sie die im Sommer anfallende Überschußenergie für den ganzen Winter aufbewahren können. Deshalb ist hier ein großzügiger Energieaustausch mit den Nachbarländern unerlässlich geworden. Dieser kann in Zukunft erweitert werden, indem die Alpenländer auch im Winter aus ihren Speicherwerken Spitzenleistung abgeben und dafür während der Schwachlastzeit im ganzen Jahr Energie einführen. Sie könnten dadurch zur Spitzendeckung in Westeuropa wesentlich beitragen und Pumpspeicherung ersetzen. Ein dauernder Parallelbetrieb großer Netze erlaubt es, an jedem Zeitpunkt Energie dahin zu leiten, wo sie aus technischen und wirtschaftlichen Gründen am meisten benötigt wird²⁶⁾.

Die Lastspitze der UCPTÉ-Länder übertrifft 30 GW. In einem so großen Verbundbetrieb kann ein gut koordinierter Überholungsplan erhebliche Ersparnisse an installierter Kraftwerksleistung erzielen. Die Über-

²⁶⁾ BOLL, G.: Aufgaben und Anlagen der FrequenzLeistungsregelung im internationalen Verbundbetrieb sowie Versuche mit einem Regelmodell. SBZ, 1958/Nr. 16.

holung der Wärmekraftwerke muß im Sommer durchgeführt werden, wenn die Lastspitzen zurückgegangen sind und die WK-Werke der Gebirgsländer ihre volle Leistung entwickeln können, weshalb der Verbundbetrieb über eine erhebliche freie Leistung verfügt. Die UCPTÉ hat deshalb übereingestimmte Betriebs- und Remontpläne für die Kraftwerksgruppen ihrer Mitgliedstaaten ausgearbeitet; dies erspart eine besondere Überholungsreserve, verbessert den Belastungsgrad der Kraftwerke und vermindert die Verluste der Wasserenergie im Sommer. Die meisten UCPTÉ-Netze können parallel mit Frequenz-Leistungsregelung betrieben werden, d. h. die Laständerungen werden von allen teilnehmenden Netzsystemen aufzufangen. Das Zusammenwirken der UCPTÉ-Netze wird beständig erweitert und es stellt ein hervorragendes Beispiel der elektrischen Verbundwirtschaft dar²⁷⁾ ²⁸⁾.

²⁷⁾ Résultats obtenus par l'UCPTÉ en matière d'utilisation la meilleure des moyens de production et de transport de l'énergie électrique. Conférence Mondiale de l'Energie, Montreal, 1958. Rapport 113 D/8.

²⁸⁾ Union Promotes Europe's Power Pool. Electrical World, 1958/June 16.

Mitteilungen des Österreichischen Nationalkomitees der Weltkraftkonferenz

Statistical Year-Book of the World Power Conference No. 9

Der mit der Verfassung des kürzlich erschienenen 9. statistischen Jahrbuches der Weltkraftkonferenz betraut gewesene Lektor der Londoner Universität, Frederik BROWN, ist inzwischen verstorben.

Das 9. Jahrbuch setzt die geschaffene Tradition fort: es berichtet über die Vorräte und den Verbrauch an Energieträgern in den meisten Staaten aller Erdteile und läßt aus der Vielfalt der technischen Angaben auf den Zeitpunkt, zu welchem die erschöpfbaren Energieträger verbraucht sein werden und der „Energietod“ eintreten wird, falls nicht neue Energiequellen erschlossen werden, schließen. Aus den Angaben des Jahrbuches läßt sich ableiten, daß bei der heutigen Förderung in den USA die sicheren Steinkohlevorräte in 160 Jahren, die sicheren Erdölvorräte in 116 Jahren und die Erdgasvorräte in 20 Jahren aufgebraucht sein werden. In der Deutschen Bundesrepublik reichen die sicheren Steinkohlevorräte für 500 Jahre.

Außer den Angaben über Kohle, Erdöl und Erdgas

interessieren den Energiewirtschaftler die Berichte über die Stadtgaserzeugung und -verwendung sowie die Kapitel über die hydraulischen Energiequellen und ihren Ausbau und über die Elektrizitätserzeugung und -verwendung. Das hydraulische Potential wird staatenweise (und von geringerem Interesse erdteilweise) für die durch 95 bzw. 50% der Zeit verfügbare Wassermenge nachgewiesen, bzw. es wird der arithmetische Mittelwert angegeben. Es werden die ausgebauten Wasserkräfte, getrennt nach Verwendungszweck (elektrisch oder mechanisch), die elektrische Kapazität und Arbeit staatenweise nachgewiesen.

Die statistischen Jahrbücher der Weltkraftkonferenz sind wohl aus keiner Bibliothek, die dem Energiewirtschaftler dient, wegzudenken. Ihr Wert besteht neben der Informierung der Energiewirtschaftler über den letzten Stand des Ausbaues der Energiewirtschaft auch in der Bereitstellung der Unterlagen für die Ermittlung des Trends der Energiewirtschaftslage.

Mitteilungen aus aller Welt

Die Erdgasvorkommen im bayrischen Voralpenland

Die Erdgasvorräte der Deutschen Bundesrepublik werden auf 20 bis 25 Mrd m³ geschätzt. Ihr Schwerpunkt liegt im Emsland und im Wesergebiet. 8% lagern im bayrischen Voralpenland unweit der bayrischen Hauptstadt München.

1956 setzte das Interesse der Stadt München an diesem Gasvorkommen ein: Mit der Mobil Oil A. G. wurde ein erstes Übereinkommen über den Bezug von täglich 55 000 m³ geschlossen. Zwischenzeitig wurden drei weitere Verträge eingegangen. Es werden die Vorbereitungen für den Bezug von täglich 550 000 m³ Erdgas getroffen. Schon 1959 belief sich die von München bezogene Erdgasmenge auf 121 Mio m³. Es wird somit mehr als ein Viertel der ge-

samten Erdgasförderung der Deutschen Bundesrepublik (d. s. 400 Mio m³) in Bayern getätigt und von der Stadt München bezogen.

Die Stadt München betreibt eine Gruppengasversorgung. Rund 1,3 Millionen Einwohner wurden mit den auf Rohstoffgrundlage Kohle und Erdgas erzeugten 166 Mio m³ Stadtgas versorgt, darunter die Städte Freising, Rosenheim, Weilheim und Dachau. Der Verbrauch der Gaswerke München an Kohle betrug 1956 noch 266 000 t, 1959 nur mehr 138 000 t. Erdgasverbrauchsmöglichkeiten wurden im Heizkraftwerk Müllerstraße und im Dampfkraftwerk Isartalstraße geschaffen, wo je ein Kessel auf Erdgas umgestellt wurde.

In der Umgebung von München wird seit 1957 aus den Lagerstätten Isen, seit 1958 aus den Bohrungen Weiermühle und Steinkirchen (rund 40 bis 50 km östlich und nordöstlich vom Stadtzentrum) Erdgas gewonnen. Es lagert in einer Tiefe von 1800 bis 1900 m, die Temperatur beträgt 60 bis 70°, der Lagerstättendruck 180 bis 250 atü. 96 bis 97 Vol.% sind Methan, 2 Vol.% Stickstoff, 1 bis 2 Vol.% Äthan. Der Heizwert ist sehr günstig, und zwar 9 500 kcal/Nm³. Das Erdgas ist praktisch geruchlos und frei von Kohlenoxyd.

Der Erdgastransport erfolgt in der ersten Pipeline von 91 km Länge und 200 mm I. W. und in einer zweiten von 55 km Länge und 300 bis 350 mm I. W.

Probleme des 380-kV-Netzes in Polen

Unter diesem Titel hielt das „Instytut Energetyki“ am 17. und 18. Februar 1960 in Warschau eine aufschlußreiche Arbeitstagung bei internationaler Beteiligung ab. 14 Referenten und eine große Zahl von Diskussionsrednern mühten sich um das Für und Wider ob der Notwendigkeit der Anwendung einer Übertragungsspannung von 380 kV. Im folgenden werden Kurzauszüge der wichtigsten Referate gebracht.

Dipl.-Ing. A. KOPYSTIAŃSKI. — **Die Entwicklungsmöglichkeiten des 380-kV-Netzes in Polen.** Einleitend stellt der Referent fest, daß sowohl im vergangenen als auch im laufenden Fünfjahresplan der Werksausbau die wichtigste Rolle spielte, während im kommenden Fünfjahresplan dem Netzausbau das Hauptaugenmerk zuzuwenden sein wird. Obwohl eine endgültige Stellungnahme erst nach Vorliegen der einzelnen Projekte erfolgen kann, sei im folgenden der Einfluß verschiedener Faktoren auf die Wahl der Übertragungsspannung des staatlichen Netzes betrachtet.

1. Es werden Bereiche für die Speisung mit verschiedenen Spannungen angegeben. Bei 110 kV soll der Speiseradius den Wert von 100 km nicht überschreiten (Speiseoberfläche etwa 30 000 km²). Wenn man für 220 kV eine minimale Leistung der Umspannstation von 200 MVA annimmt und für 380 kV eine von 600 MVA, erhält man im Erstfall eine Abnahmedichte von 6 kW/km² oder 27 MWh/km² und im Zweitfall 20 kW/km² oder 90 MWh/km² (Benutzungsdauer $T = 4\,500$). Nach statistischen Unterlagen ergaben sich für das Jahr 1958 im polnischen Versorgungsbereich überwiegend Abnahmedichtigkeiten unter 40 MWh/km². Nur in den südwestlichen Industriegebieten waren die Werte beträchtlich größer. Wenn man auch eine Verdoppelung des Bedarfes in den nächsten zehn Jahren voraussetzt, ergibt sich trotzdem noch keine unbedingte Notwendigkeit des Überganges auf eine Spannung von 380 kV.

2. Die bedeutendsten Energierohstoffe Polens sind unbestritten Stein- und Braunkohle. Praktisch unbegrenzte Mengen von Steinkohle sind im südlichen Teil des Landes lokalisiert. Dort ist auch der größte Teil (etwa 55%) des Bedarfes an elektrischer Energie konzentriert. Abbauwürdige Braunkohlenvorkommen gibt es in Zentralgebieten des Landes (Konin, Turka) sowie in ungünstig gelegenen südwestlichen Grenzgebieten (Turoszów). Die Verteilung der Energievorkommen in Polen kann man als vorteilhaft bezeichnen, weil sie gestatten, das ganze Land günstig mit Strom zu versorgen, ohne daß es erforderlich wird, Brennstoffe weit zu transportieren. Dies ist natürlich nur bei stufenweisem Ausbau und Ausnützung aller erwähnten Braunkohlenvorkommen bei harmonischer Entwicklung des Energieverbrauches am Gewinnungsort, möglich. Erst, wenn die Energie am Ort des Vorkommens nicht mehr vollkommen verbraucht werden kann, soll ein Abtransport erfolgen. Jedenfalls kann auch aus dieser Betrachtung der Schluß gezogen werden, daß die günstige Verteilung der Brennstoffvorräte in Polen vor den Jahren 1970—1975 keine höhere Spannung als 220 kV erfordert.

Die direkte Verwendung des Erdgases im Stadtgasnetz scheiterte an den Kosten des Umbaus der vorhandenen Gaszähler. Es wurde daher die chemische Umwandlung des Erdgases nach den Stadtgasnormen in Aussicht genommen. In der errichteten Spaltanlage wird das Erdgas zu Wasser gas umgeformt und durch Zusatz von nicht umgeformtem Erdgas wird ein Mischgas mit den Eigenschaften des Stadtgases erzeugt.

Es besteht die Absicht, neben dieser ersten Spaltanlage eine zweite zu errichten. Ebenso ist ein Großvorhaben geplant: die Errichtung des Heizkraftwerkes Sendling, das als Gasturbinenwerk vorwiegend auf den Rohstoff Erdgas eingestellt sein wird.

3. Die Leistungs-Konzentration in großen Kraftwerken hat ihre wirtschaftliche Begründung. Man kann einen Zusammenhang zwischen Aggregatgröße und Übertragungsspannung feststellen. Den Einheitsleistungen 25 und 50 MW entsprechen 110-kV-Leitungen, solchen von 100 und 200 MW — 220 kV, während Leistungen von 300 und 500 MW eine Netzspannung von 380 kV erfordern würden. Die Ausnützung konzentrierter Braunkohlenvorräte in Turów ist aktuell, trotzdem besteht die Möglichkeit zum Bau eines Kraftwerkes für Steinkohlenverwertung mit größeren Aggregaten. Die Vermutung, daß eine Leistungskonzentration in den Jahren 1970—1975 die Spannungserhöhung über 220 kV erforderlich machen wird, ist wenig wahrscheinlich.

4. Einen beträchtlichen Einfluß auf die benötigte Leitungsspannung hat auch die Entfernung. Die Übertragungsfähigkeit mit Rücksicht auf die Betriebsstabilität ist desto kleiner, je größer die Entfernung ist. Größere Entfernungen als 300 km treten in Polen nicht auf. Die entsprechende Übertragungsfähigkeit beträgt etwa 200 MW für einen Leitungsstrang, die ökonomische Leistung liegt niedriger. Bei 380 kV ist die ökonomische Leistung größer als die durch die Stabilität bestimmte. Erst für größere Entfernungen und Leistungen ist die 380-kV-Übertragung überlegen. Bei den derzeit zu überbrückenden Entfernungen ist eine höhere Spannung als 220 kV nicht begründet.

5. Im Falle mehrerer parallelgeführter Leitungen ist die Betriebssicherheit größer, insbesondere dort, wo es keine besonderen Reserven gibt (nördlicher und östlicher Teil des Landes).

6. Der Energieaustausch mit dem Ausland kann einmal in Betracht kommen. Reiche Energievorräte liegen in der Nähe der südlichen und westlichen Grenzen. Vor allem kommt ein Export in südlicher Richtung in Frage (ČSR und Ungarn), in weiterer Zukunft vielleicht auch in westlicher Richtung (DDR). Die kleinen Entfernungen, welche bei einem Export in Betracht zu ziehen sind, werden auch dann keine höheren Spannungen erfordern.

7. Bei den Übertragungskosten spielt der Aufwand für die Einrichtungen eine große Rolle. Der jährliche prozentuelle Anteil dieser Kosten wurde für Polen noch nicht festgestellt, dürfte jedoch in der Größenordnung von rund 20% angenommen werden können. Allein aus diesem Grunde wäre eine Ausführung mit niedrigen Einrichtungskosten vorzuziehen. Die spezifischen Umspannungskosten im 380-kV-Netz sind um etwa 30% höher als im 220-kV-Netz (Umspannung auf 110 kV), wobei angenommen wird, daß die Leistung der 380-kV-Station nicht kleiner als 400 MVA ist und der 220-kV-Station entsprechend 250 MVA. Bei kleinerer Leistung der 380-kV-Station wird der Kostenvergleich noch ungünstiger. Die Übertragungskosten der 380-kV-Leitung können etwa 40% niedriger sein als der 220-kV-Leitung (Entfernung etwa 300 km, Leistung bei 380 kV mindestens 400 MW, bei 220 kV — 200 MW). Bei Belastung der 380-kV-Leitung mit nur 200 MW werden die Kosten fast gleich jenen bei 220 kV. Günstiger sind die

Betriebsbedingungen für 380 kV bei größeren Entfernungen, da bei 220 kV die Leistung durch die Stabilität begrenzt wird. Bei kleinen Entfernungen und großer Zahl der Stationen ist ein 220-kV-Netz zu bevorzugen. Für die 380-kV-Übertragung muß eine Belastung von mindestens 300 bis 400 MW in Frage kommen.

Auf Grund der angestellten Überlegungen glaubt der Referent behaupten zu können, daß für die Zeit von 1970 bis 1975 die Einführung des 380-kV-Netzes zur Speisung des 110-kV-Netzes keine Begründung findet (kleine Belastungsdichte der Regionen mit Leistungsdefizit, kleine Entfernungen, ungenügende Betriebssicherheit von Einfachleitungen). Zweckmäßig wird die Inbetriebnahme einzelner 380-kV-Leitungen zur Übertragung großer Leistungen (über 400 MW) auf große Entfernungen (über 300 km) in Zusammenarbeit mit dem 220-kV-Netz. Solche Leitungen sind möglich für die Trassen: Oberschlesien—Warschau, Konin—Warschau und Turów—Schlesien—Warschau.

Prof. Dr. Ing. Z. JASICKI — **Der Vergleich der Übertragungskosten mittels 220- und 380-kV-Leitungen.** Der Referent — der vehement dafür eintritt, sofort mit der Planung und dem Ausbau eines 380-kV-Netzes zu beginnen — geht davon aus, daß für den Entwurf einer großen Kraftübertragung die Belastungsänderungen auf mehrere Jahre hinaus bekannt sein müssen. Dabei handelt es sich hauptsächlich um die Grundbelastung und die Mittellast, da die Übertragung der Spitzenbelastung selten in Betracht kommt. Es wurde ein Beispiel eines Verbundnetzes (siehe Abb. 1) mit mehreren, sehr wirtschaftlichen Kraftwerken untersucht.

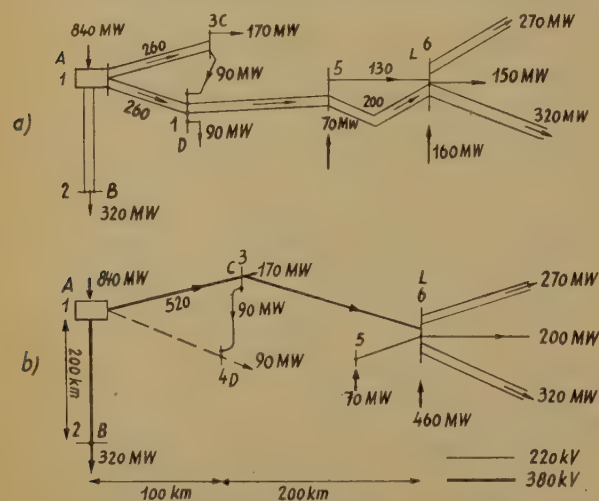


Abb. 1. Netzschema des Berechnungsbeispiels

Die Leistungsfähigkeit der Kraftwerke übersehe beträchtlich den eigenen Bedarf der Erhebung, desm es möglich, einen Teil der Leistung in die benachbarten Netze zu übertragen. Für die nächsten sieben Jahre wurden die Tagesbelastungskurven des Verbundnetzes geprüft. Die Jahreszunahme an der Grundlast ($T=7000$ Stunden) ergibt sich mit einem Wert von 14,8%, an der Mittellast ($T=4800$ Stunden) nur 12,2%. Die Zunahme der Spitzenlast ergab einen Wert von 15%. Der Vortragende kommt in seiner Untersuchung zum Ergebnis, daß die zu übertragende Leistung anfangs etwa 700—900 MW beträgt, bis zum Ende des betrachteten 15jährigen Zeitabschnittes allerdings auf 530 MW absinkt. Die Verbindung des exportierenden Netzes mit den benachbarten Verbundnetzen durch eine 380-kV-Leitung erscheint ihm für den gesamten Zeitraum aber jedenfalls begründet. Des weiteren folgert er — übereinstimmend mit den Resultaten aus Schweden (G. NILSON, U. SANDSTROM — Comparaison du coût de transmission d'énergie sous 220 et 380 kV, CIGRE 1950, ref. 405), Finnland (L. NEWANLINNA, L. ARPOLIN — Le réseaux finlandais à 380 kV, CIGRE 1956, ref. 406) und

Deutschland (H. ROSER — Energieübertragung mit Drehstrom höchster Spannung, ETZ-A, 1958, Seite 837—851) —, daß 380-kV-Leitungen billiger kommen, wenn bei 200—300 MW die Entfernung 240 km, bei 400 MW —190 km und bei 500 MW — 120 km überschreitet. Im konkreten Fall errechnet der Referent für die 380/220-kV-Alternative (b) eine Übertragungskostensparnis von 12,74 Millionen Zloty, während die Anlagekosten mit 1180 Millionen Zloty um etwa 200 Mill. Zloty (etwa 14,5%) billiger zu stehen kommen sollen als für die 220-kV-Alternative (a).

Dipl.-Ing. J. MARCHELEWICZ — **Stabilisierungsprobleme im polnischen 380-kV-Netz.** Die vorgesehenen Leistungen der geplanten Kraftwerke betragen etwa 400—1000 MW bei Übertragungsentfernungen von 300—400 km. In Abb. 2

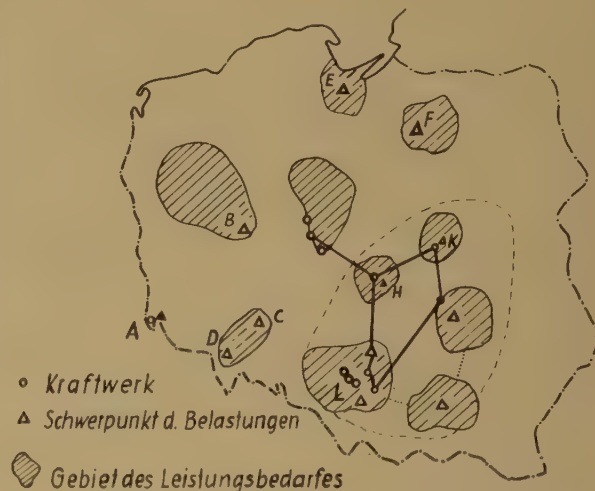


Abb. 2. Lokalisierung des polnischen Leistungsbedarfes an elektrischer Energie im Jahre 1965

wird die Lokalisierung des Leistungsbedarfes schematisch dargestellt. Die Leistungsdefizite der einzelnen Gebiete sei nachstehend angeführt:

Rayon	Abendspitze (MW)	Nachtsenke (MW)
B	320	170
C	90	45
D	170	130
E	220	80
F	100	40
G	470	440
Gebiet d. 220-kV-Netzes	540	970

Die Leistung des Kraftwerkes A beträgt 1000 MW, der Kraftwerke in G— 1065 MW, der Kraftwerke im 220-kV-Ring etwa 6000 MW. Man sieht, daß die Übertragungseinrichtungen folgende sind: A-C(D)-Gebiet des 220-kV-Netzes (I), A—B und G—E, G—F und G-Gebiet des 220-kV-Netzes (H). Es ist klar, daß für die kurze Verbindung G—H (etwa 100 km) die Spannung 220 kV ausreicht. Anders steht das Problem der Verbindung zwischen Kraftwerk A und 220-kV-Ring. Dort kommen Entfernungen von etwa 300—400 km und ziemlich große Leistungen in Frage. Eine Übertragungsspannung von 380 kV kann dort begründet sein. Unter Zugrundelegung der Abb. 3 wird das Problem der Stabilität in Zusammenhang mit der Übertragungsspannung und der Zahl der Leitungsstränge allgemein untersucht. Die volle Leistung des Kraftwerkes A von 1000 MW wird in ein 350 km entferntes 220-kV-Netz übertragen. Die angenommenen Rechnungsgrößen, bezogen auf eine Grundleistung $S_p=1000$ MVA und Nennspannung U_p sind in Abb. 3 eingetragen. Die Generatoren erzeugen bei $\cos \varphi=0,85$.

Wenn man die Spannung 380 kV einführt, bekommt

man in Hinblick auf die Stabilität eine gleichwertige Anordnung der Verbindungen, wie sie der Abb. 5 zu entnehmen ist. Für die Verbindung des Kraftwerkes A wird eine 380-kV-Doppelleitung ausreichen, während die Strecke G—H außer mit einer 380-kV-Einfachleitung noch zusätzlich mit zwei 220-kV-Leitungen ausgerüstet werden muß (stärkere Verbindung mit dem bestehenden 220-kV-Netz). Man könnte diesen Abschnitt unter Verzicht auf 380 kV auch mit 3×220 -kV-Leitungen ausrüsten, was jedoch einen un-

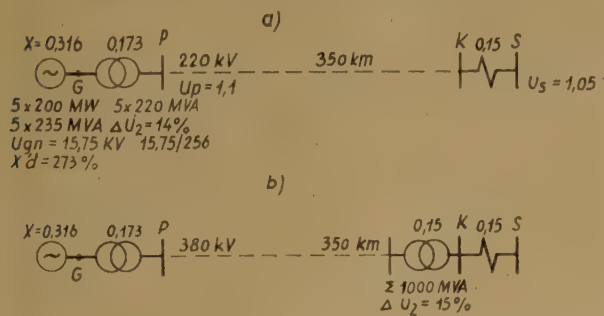


Abb. 3. Schema einer 220-kV- (a) bzw. 380-kV-Übertragung (b)

günstigen Einfluß auf die Stabilität im Falle einer Ausschaltung des Abschnittes C—J hätte. Die beiden Lösungen — Abb. 4a (4b) und 5 — können in Hinsicht auf die Stabilität als ausreichend betrachtet werden. Zusätzlich mögen noch die günstigen Einflüsse der Kompensatoren und des Verbundbetriebes mit den benachbarten Staaten in Rücksicht genommen werden.

Vergleich der Leitungslängen: Gesamte Länge der 380-kV-Leitungen etwa 900 km, gleichwertige Länge des 220-kV-Netzes etwa 1 600 km.

Für das 380-kV-Netz müssen noch zusätzlich drei Trafo-Kupplungen vorgesehen werden (z. B. in J, H und G). Die Trafo-Kupplungen in den übrigen Stationen unterscheiden sich bloß um die Spannungsübersetzung; im Falle des 380-kV-Netzes ist die Zahl dieser Kupplungen kleiner (vergleiche Abb. 4 und 5).

- Des weiteren sprachen:
- Dipl.-Ing. Z. NARTOWSKI — Die Kompensation des 380-kV-Netzes.
 - Dipl.-Ing. J. MAJEWSKI — Schema und Konstruktion der 380-kV-Schaltanlagen.
 - Dipl.-Ing. P. KIZEWSKI — Die Transformatoren für das 380-kV-Netz.
 - Dipl.-Ing. A. POMIANOWSKI — Die Schalter für das 380-kV-Netz.
 - Dipl.-Ing. J. MISIAG und W. ZARON — Die 380-kV-Ausrüstung.

- Dipl.-Ing. J. GUMINSKI — Über die automatische Betätigung und Schutzeinrichtungen des künftigen 380-kV-Netzes in Polen.
- Dr.-Ing. M. JACZEWSKI — Der Überspannungsschutz im 380-kV-Netz und seine Entwicklung im künftigen polnischen Übertragungssystem.

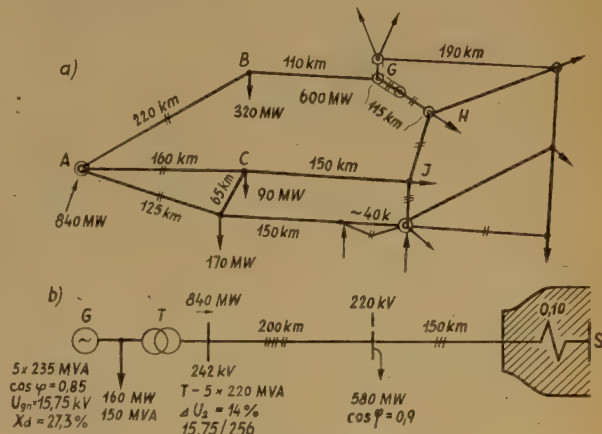


Abb. 4. 220-kV-Anordnung

- Dipl.-Ing. W. DEMEL — Die Konstruktion der 380-kV-Übertragungsleitungen nach ausländischen Erfahrungen.
- Doz. Dipl.-Ing. T. STEPNIIEWSKI — Die Isolatoren und Armaturen für das polnische 380-kV-Netz.

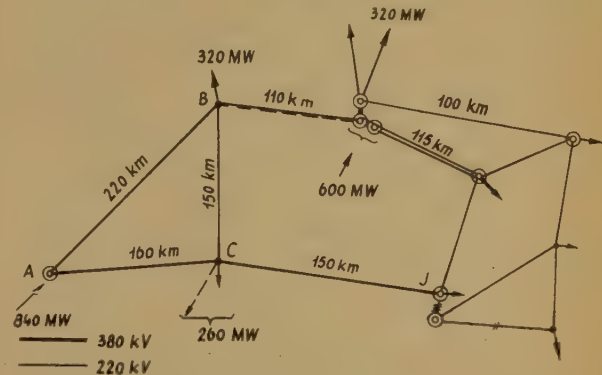


Abb. 5. 380-kV-Anordnung

- Dipl.-Ing. Z. HALKA — Bau- und Montage-Probleme des polnischen 380-kV-Netzes.
- Dipl.-Ing. J. PAWLAK — Baukostengegenüberstellungen für die 220- und 380-kV-Übertragung.

F. KERKOSZEK, Wien

Energiewirtschaftliche Kurzberichte

Das Ennskraftwerk Altenmarkt der STEWEAG wurde Ende Oktober 1960 so weit fertiggestellt, daß ab November mit der Erzeugung elektrischer Energie begonnen werden konnte.

Die Entnahme reicht von der Wehrstelle in der Nähe des Wolfsbachau-Tunnels der ÖBB (Enns-km 98,5) bis zur Einmündung des Frenzgrabens (Enns-km 91,5). Beim Stauziel, Kote 425,0, liegt die Stauwurzel bei Enns-km 102, im Bereich der Ennsschlinge flußabwärts Krippau. Die Enns wird auf eine Lauflänge von rund 10 km mit einer Rohfallhöhe von rund 27 m genützt. Die Förderfähigkeit der Triebwasserführung ist auf 100 m³/s ausgelegt, wobei die Überöffnung der Wasserkraftmaschine einen Einzug von etwa 105 m³/s gestattet. Außerdem ist beim Wehr

eine Turbine mit einer Schluckfähigkeit von 15 m³/s angeordnet, die das Pflichtwasser in den Sommermonaten abarbeitet.

Ausbauleistung 19 MW (25 MVA)
Jahresarbeitsvermögen:

Winterhalbjahr	63 GWh
Sommerhalbjahr	76 GWh
Summe Jahr	139 GWh

Wehr Eßling:

Dreifeldriges Wehr, Sektorverschlüsse mit aufgesetzter Klappe, Verschlusshöhe 11 m, Verschlussbreite 12 m, Gründung in offener Baugrube auf Gosau-Breccie; rechtsufrig

Einlauf zur Triebwasserführung mit 4 Öffnungen je 7,25 m Breite und 2,50 m Höhe. Einlaufbauwerk mit Tauchwand, Notverschluß, Schützen und Rechen.

Stollen:

Die Triebwasserführung geht nach einem kurzen Einlaufgerinne in den Stollen über, Länge des Stollens 2,44 km, 6,50 m ϕ (lichter Querschnitt 32,9 m²). Max. Geschwindigkeit bei 100 m³/s rund 3 m/s.

Kaverne:

Da die Platzverhältnisse im Winkel zwischen Bundesstraße und Frenzbach sehr beengt sind, mußte das Krafthaus in eine Kaverne im anstehenden Hauptdolomit verlegt werden. Ein Maschinensatz: Kaplan turbine mit stehender Welle, 100 m³/s Schluckvermögen, darüber aufgebauter Schirmgenerator (Leistung 25 MVA, Umdrehungszahl 187 1/2 U/min, Generatorspannung 10,5 kV).

Betriebsgebäude und Umspannung 10,5/110 kV in einer Freiluftanlage unmittelbar neben der Bundesstraße. Die erzeugte Energie wird durch eine eigene 110-kV-Einfachleitung in die Schaltstelle Eßling der 110-kV-Ennstalleitung Hessenberg—Ernstthofen geführt.

Für Projektierung und Baudurchführung entscheidend waren die Trassenführung des Stollens und die Anordnung des Wehres seitlich der bestehenden epigenetischen Ennschlucht. Zur Freimachung des neuen Flußgerinnes, in dem das Wehr im Trockenem gebaut werden konnte, mußten etwa 130 000 m³ Fels bewegt werden. Da die Stollentrasse am Nordsaum der sogenannten Reiflinger Scholle geführt wurde, waren für eine genauere Festlegung der Stollentrasse umfangreiche Sondierarbeiten durch Bohrungen und Stollen erforderlich. Ein weiterer Zugang zum Hauptstollen wurde durch ein Fenster mit etwa 1 km Länge von der sogenannten Laussa-Brücke eröffnet.

Die Bauarbeiten beim Wehr wurden im November 1958 eingeleitet, während die Sondierungen für den Stollen in den Jahren 1957 und 1958 durchgeführt wurden.

Der Hauptauftrag für die Arbeiten beim Wehr wurde am 31. August 1959, für den Stollen am 25. Juni 1959 und für die Kaverne am 12. November 1959 erteilt. Für die Erstellung des Ennskraftwerkes Altenmarkt wurde somit eine Bauzeit von etwa eineinhalb Jahren benötigt, wobei mit den Vorarbeiten etwa ein halbes Jahr früher begonnen wurde.

Eine genaue Anlagenbeschreibung folgt in einem der nächsten Hefte.

Über die Bauarbeiten am Dampfkraftwerk Zeltweg ist zu berichten:

Die Österreichische Draukraftwerke A. G. baut mit dem Dampfkraftwerk Zeltweg eines jener kalorischen Ergänzungswerke, die etwa in den Monaten September bis April die geringere Erzeugung der Flußkraftwerke auszugleichen haben. Die erste Ausbaustufe des Kraftwerkes, mit dem Baubeginn 1959 und der Betriebsaufnahme 1962, umfaßt eine nach neuesten Erkenntnissen ausgelegte Blockeinheit, bestehend aus:

- 1 Zwangsdurchlaufkessel, System Benson, Dampfleistung 410 t/h, Dampfdruck 188 atü, Dampftemperatur 535° C, mit Zwischenüberhitzung auf 535° C, und 1 Turbosatz für 130 000 kW Leistung.

Sowohl der Dampfkessel als auch der Turbosatz sind die weitaus größten ihrer Art in Österreich.

Mit den Vorarbeiten für die Baudurchführung wurde bereits im Sommer 1959 begonnen, so daß dem Hauptunternehmen im Herbst 1959 bereits die Zufahrtsstraße, das Anschlußgleis, die Arbeiterunterkünfte, die Kiesaufbereitungs- und die Trinkwasserversorgungsanlage zur Verfügung standen. Dadurch war ein rascher Baufortschritt möglich, so daß bis Ende August 1960 220 000 m³ Erde bewegt, 17 000 m³ Beton und Stahlbeton, mit 1045 t Bau-

stahl, 48 500 m² Schalung sowie 4000 t Zement und 247 t Flugasche eingebracht wurden.

Seit Baubeginn bis heute wurde der Bunkerhochbau, der im Gleitstahlverfahren errichtet wurde, sechs Wochen vor dem vorgesehenen Termin mit der Höhe von 54 m gebaut. Bei dem anschließenden Kesselhaus, welches aus Stahl errichtet wird, wurde dessen Konstruktion bis zur Kote + 45,00 montiert und wird bald die Höhe des Kohlenbunkers erreichen. Das unmittelbar anschließende Maschinenhaus aus Stahlbeton hat ebenfalls die vorgesehene Höhe erreicht und ist im Südtail bis zum Kranbahnträger fertiggestellt, während am Nordteil die Dachbinder versetzt werden. An der Fertigstellung der übrigen Gebäude und Bauteile wie Werkstätten, Magazine, Betriebs- und Sozialgebäude, Bekohlungsanlage mit zwei Waggonkippanlagen, Bandanlagen, Übergabebunker und Förderbänder wird ebenfalls fleißig gearbeitet, so daß mit der Inbetriebnahme des Kraftwerkes im Herbst 1962 mit Sicherheit gerechnet werden kann.

ANTON KOCI

Das Bauvorhaben Innstufe Schärding—Neuhaus, über das im August 1959 bereits berichtet wurde, schreitet termingerecht voran.

Der in der Wehrbaugrube am linken Ufer zu erstellende Teil der Wehranlage mit vier der insgesamt fünf Wehröffnungen wurde im Winter 1959/60 fertiggestellt, so daß die Baugrubenumschließung für diesen Bauabschnitt im Februar 1960 — ein Monat früher als vorgesehen — gezogen werden konnte.

Unmittelbar danach wurde das Rammen der Baugrubenumschließung in der rechten Flußhälfte für das Krafthaus begonnen und Ende März 1960 beendet.

Die Aushubarbeiten wurden sofort anschließend in Angriff genommen. Inzwischen sind der Kies und Flinz abgetragen und die Betonierarbeiten sind in vollem Gange.

50 000 m³ der insgesamt 90 000 m³ Beton, die im Krafthaus einzubauen sind, sind betoniert. Die Turbinenvor montage hat am 1. Turbinenblock mit der Panzerung des Saugschlauches begonnen. In einem Abstand von jeweils rund drei Wochen wird auch an den anderen drei Turbinen die Montage von Firma Voith, die die Turbinen liefert, in Angriff genommen.

Neben den Arbeiten an den Turbinenblöcken selbst, werden bauseits noch die Krafthausanbauten, die sich am rechten Ufer an das Krafthaus anschließen, das Wehrfeld 5 mit dem Trennpfeiler und seiner Verlängerung und das Schalthaus vorangetrieben.

Die beiden endgültigen Portalkrane der Anlage mit einer Tragfähigkeit von je 50 t, deren Erstellung an Firma Noell, Würzburg vergeben wurde, sind im wesentlichen erstellt, so daß sie für die Montage der Turbinen herangezogen werden können.

Firma Vöest, Linz, führt zur Zeit am ersten Wehrfeld die Montage der Doppelhakenschützen durch.

Die Erstellung der Wehrverschlüsse in den anderen Wehrfeldern wird folgen.

Der Staudamm Neuhaus am linken Ufer mit einer Länge von rund 16 km und einer Kieskubatur von 2,4 Millionen Kubikmeter Kies ist bis auf eine unbedeutende Restmenge geschüttet, und der Böschungsbeton auf der wasserseitigen Böschung bis auf eine kurze Strecke im unteren Bereich des Dammes betoniert.

Auch der hinter dem Staudamm Neuhaus liegende Entwässerungsgraben, der zur Entwässerung des Hinterlandes dient, ist fertig ausgebaut.

Am rechten Ufer ist die rund 13 km lange Hangsicherung des Hochufers mit vorgeschüttetem Kies und Böschungsbetonplatten auf einer Länge von rund 10 km durchgeführt. Auf der restlichen Strecke werden derzeit die Böschungsbetonplatten betoniert.

Im Rahmen der Verbauung des rechten Ufers wurden 3 Bachausleitungen in ein betoniertes Gerinne verlegt,

wobei diese Arbeiten einschließlich der an d i vorgesehenen 2 Bundesstraßenbrücken und 5 F gbrücken im wesentlichen beendet sind.

Die Einhaltung der gesetzten Termine r insbesondere durch den intensiven Einsatz aller beteiligten Firmen und durch die günstigen Abflußmengen im Inn während der Sommermonate möglich.

Aus dem Geschäftsbericht der Tiroler-Wasserkraftwerke AG über das Geschäftsjahr 1959 geht hervor, daß sich die Stromabgabe nur in geringem Maße gegenüber dem Jahre 1958 — und zwar um 2,3% — erhöht hat. Von der verwertbaren Energieaufbringung entfallen auf die eigene Erzeugung der Kraftwerke 932 GWh und 216 GWh auf den Fremdstrombezug. In der Stromabgabe an Tirol konnte gegenüber dem Vorjahr eine Steigerung um 14,4% erzielt werden. Die verstärkte Abgabe an Tirol hatte allerdings zur Folge, daß die Exportlieferungen an die Bayernwerke AG zurückgingen. Eine beachtliche Zunahme erfuhren die Transitleieferungen, vornehmlich der Verbundgesellschaft, nach Vorarlberg, der Schweiz und Westdeutschland. Sie betrugen 324 GWh (119 GWh).

Der Durchschnittswert der Hydraulizität belief sich im Berichtsjahr auf 95%. In der ersten Jahreshälfte lagen die Zuflüsse wesentlich über dem langjährigen Durchschnitt; in den Monaten September bis Dezember erreichten sie dagegen vielfach kaum 50% der Regeljahrwerte.

Das Projekt Kaunertal wurde im Berichtsjahr durch weitere Erschließungsarbeiten gefördert. Die Leitungsnetze der Gesellschaft wurden weiterhin ausgebaut.

In der Bilanz wird ein Zugang im Anlagevermögen in der Höhe von 123 Mio S ausgewiesen (Abgang 6 Mio S). Das Anlagevermögen steht nun mit 2506 Mio S zu Buch; ihm stehen Wertberichtigungen von 751 Mio S gegenüber. Im Sinne der Bestimmungen des Elektrizitätsförderungsgesetzes 1953 hat die Gesellschaft für das Geschäftsjahr 1959 eine Sonderrücklage im Betrag von 66 Mio S gebildet.

Nach dieser Dotierung und nach Vornahme von bewertungsfreien Abschreibungen in Höhe von 17 Mio S weist das Unternehmen einen Jahresgewinn von 12 Mio S aus. Es wurde vorgeschlagen, auf das Grundkapital von 300 Mio S eine 4%ige Dividende auszuschütten. Ha.

Zum Geschäftsbericht der Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (KELAG) ist zu berichten: Laut der Vorschrift des Aktiengesetzes hat der Vorstand der KELAG in seinem der Hauptversammlung am 25. Juli 1960 vorgelegten Bericht über das Geschäftsjahr 1959 einen Überblick über den Geschäftsverlauf und die Lage der Gesellschaft im abgelaufenen Jahr gegeben. Im Mittelpunkt der Bemühungen der Gesellschaft waren im Jahre 1959 die Vorbereitungen zur Umgestaltung der nahezu 50 Jahre alten Wasserkraftanlage SCHÜTT a.d. Gail. Der Bau selbst wurde 1960 begonnen. Für den Umspannungs- und Verteilungsbereich wurden, wie in vergangenen Jahren, ansehnliche Investitionen getätigt. Infolge eines günstigen Wasserjahres und einer vergrößerten Werkskapazität konnte eine Steigerung der Eigenaufbringung erzielt werden, und zwar von 122 GWh im Jahre 1958 auf 141 GWh im Folgejahr. Der Fremdstrombezug hatte sich allerdings gegenüber dem Vorjahr von 383,3 GWh auf 379,8 GWh etwas reduziert. Die Gesamtaufbringung von 521,3 GWh weist also eine Zunahme von 15,6 GWh auf. Die Stromverluste, durch Übertragung und sonstige Ursachen entstanden, halten sich infolge systematischer Anlagenverbesserungen in gleicher prozentueller Höhe von rund 8%. Interessant ist der Verlauf der Stromabgabenkurve:

Zunächst war die Stromabgabe, verglichen mit den analogen Werten der Vorjahrsmonate, rückläufig. In der zweiten Hälfte 1959 stieg sie jedoch wieder erheblich an, so daß eine durchschnittliche Verbrauchszunahme von 3% für das Jahr 1959 erreicht werden konnte. (Im Vorjahr waren es noch 5,2%.)

Im Sachanlagen-Vermögen verzeichnen wir einen Zugang von 76 Mio S, wovon 42 Mio S auf eigene Investitionen entfallen. Der Rest sind Zugänge aus Netzübernahmen und Überträge von bereits im Vorjahr aktivierten Anlagen im Bau. Die Abschreibungen waren 41 Mio S hoch. Sie enthalten keine vorzeitige Afa. Die Beteiligung an der Österr. Draukraftwerke Aktiengesellschaft wurde durch Übernahme eines Anteiles an der Kapitalaufstockung bei den Draukraftwerken von 39 Mio S um 7,650 Mio S erhöht. Bei Außerachtlassung der bilanzierten Baukostenzuschüsse von 138 Mio S ergibt sich folgendes beachtliches Verhältnis von Eigenkapital zu Fremdkapital:

325 Mio S Eigenkapital stehen einem Fremdkapital von 310 Mio S gegenüber. Der Gewinn des Geschäftsjahres beträgt nach Dotierung einer EFG-Rücklage von 12,9 Mio S 2,9 Mio S. Zusammen mit dem Gewinnvortrag werden 3,2 Mio S Reingewinn bilanziert. Es ist beabsichtigt, 3,2 Mio S als Dividende, d. s. 4%, auszuschütten.

Ha.

Die Société générale de Constructions électriques et mécaniques Alstom und die Ateliers de Constructions électriques de Delle der Compagnie générale haben gemeinsam in Villeurbanne bei Lyon die Laboratorien CERDA (Centre d'Essais et de Recherche Delle—Alstom) für das Prüfen von Elektrogeräten für Mittel- und Hochspannungen geschaffen, die zu den größten der Welt zählen.

Die Teilnehmer an der CIGRE-Tagung 1960 hatten Gelegenheit, die Anlagen CERDA zu besichtigen und sich über die angewandten Prüfverfahren unterrichten zu lassen.

In drei Gebäuden von insgesamt rund 6000 m² Grundfläche sind untergebracht: 1. die Hochleistungsprüfräume, 2. der Höchstspannungsprüfraum, 3. die Nebenprüfeinrichtungen.

Für die Durchführung der Hochleistungsprüfungen stehen zur Verfügung:

- a) eine Prüfeinrichtung für 600 MVA Kurzschlußleistung,
- b) eine Prüfeinrichtung für 5000 MVA Kurzschlußleistung.

In diesen zwei Prüfeinrichtungen wird die Abschaltleistung der Leistungsschalter (bei Kurzschlußschaltungen, Leerlaufschaltungen, Schaltungen an leerlaufenden Transformatoren, an Kondensatorbatterien) untersucht.

Die 600-MVA-Einrichtung dient hauptsächlich der Prüfung von Mittelspannungsgeräten mit Spannungen bis 250 kV.

Die 5000-MVA-Einrichtung dient für das Prüfen von Hochleistungsschaltern mit bis 525 kV. Sie besteht aus zwei selbständigen Teileinrichtungen für je 2500 MVA, die auch gemeinsam betrieben werden können.

Im Höchstspannungsraum kann mit Wechselspannungen bis 1,5 Mio V, mit Stoßspannungen bis 4 Mio V unter allen vorkommenden Betriebsbedingungen geprüft werden.

Die Nebenprüfeinrichtungen umfassen einen Hochstromprüfraum mit niedriger Spannung, Einrichtungen für mechanische Prüfungen, darunter Kaltraumprüfungen, einen Schwachstromprüfraum, einen Raum für elektronische Prüfungen.

Besonderes Interesse erweckten beim Teilnehmer der CIGRE-Tagung die 5000-MVA-Prüfeinrichtungen: hier können Abschaltleistungsprüfungen bis 5000 MVA bei Spannungen bis 496 kV durchgeführt werden. Die Prüfung erfolgt mit zwei Drehstromgeneratoren mit je 2500 MVA Kurzschlußleistung bei 12 kV, Asynchronmotoren für 10 kV und 3000 U/min treiben die Generatoren an. Transformatoren-bänke abgestimmter Leistung gestatten das Prüfen mit 248 kV, ein weiterer Autotransformator mit 496 kV. Die Kurzschlußprüfgeneratoren lassen sich in Dreieck umschalten und geben dann ihre volle Leistung bei 6,9 kV ab. Die Länge eines Satzes beträgt 12 m. Die Abmessungen des Kurzschlußgenerators entsprechen jenen eines 80-MVA-Generators.

Die Prüfeinrichtung für 600 MVA läßt Spannungen bis 500 kV zu.

Die Höchstspannungsprüfeinrichtungen für dielektrische Versuche sind in einem eigenen Gebäude (36 × 21 × 22 m) untergebracht. Zwei Einphasentransformatoren für je 750 kV ermöglichen die Erzeugung von 160 kVA dauernd oder 500 kVA durch 15 Minuten bei 1,5 Mio V eff. Die Niederspannung der Transformatoren beträgt 500 V.

Der Stoßgenerator für 4 Mio V hat die Abmessungen 3,35 × 2,25 × 13,5 m. Er umfaßt 24 Stromkondensatoren, die verfügbare Energie beträgt 50 kJ. Geladen werden die Kondensatoren mit einem Dreh-Gleichrichter 30 mA, 170 kV, der von einem 15-kVA-Transformator für 128 kV geladen wird.

Ein zweiter Stoßgenerator liefert Spannungen bis 1 Mio V. Vorhanden ist auch ein Starkstromstoßgenerator.

Weitere Einrichtungen sind: die Starkstromversuchsstelle (100 kA bei 100 V durch 20 s oder 250 kA durch 30 s, Amplitudenwerte sind hiebei 250 und 625 kA). Die Schwachstromprüfstelle dient der Untersuchung von Relais, Meßtransformatoren u. dgl.

Literatur: Maury, Lavant und Vigreux in Revue Générale de l'Electricité, März 1960, S. 135—173.

Der Verbundkonzern begibt zur weiteren Finanzierung der im Ausbau befindlichen Kraftwerksanlagen 7%-Teilschuldverschreibungen der Energieanleihe 1960. Die Zeichnung erfolgt in der Zeit vom 7. bis 19. November 1960. Begebungskurs bei Barzahlung 99 1/4 %. Zur Zeichnung können auch Stücke der 4%-Energieanleihe 1955 bis zu einem Viertel des gezeichneten Nominales verwendet werden, wobei für je S 2 000 des gezeichneten Nennbetrages Nom. S 500 4%-Energieanleihe 1955 mit Kupon 2. Mai 1961 ff., ohne Stückzinsenverrechnung vom 2. bis 19. November 1960, mit S 500 in Zahlung genommen werden (Arrosion). Der Rest von S 1 500 ist bar zum Kurs von 99 1/4 % zu bezahlen.

Die Laufzeit der Anleihe: 21. November 1960 bis 30. September 1985. Die 7%ige Verzinsung erfolgt im nachhinein am 1. April und 1. Oktober eines jeden Jahres. Die Republik Österreich hat die Haftung als Bürge und Zahler gemäß § 1 Energieanleihegesetz 1960 übernommen. Die Teilschuldverschreibungen sind nach der Verordnung vom 29. Oktober 1940, Deutsches RGBl. I, S. 1456, mündelsicher.

Zeitschriftenschau

L'état actuel de l'équipement hydroélectrique de l'U.R.S.S. (Stand und Ausbauprogramm der sowjetrussischen Wasserkraftwirtschaft.) Le génie civil, Paris, Jg. 137, Nr. 7, 1. April 1960.

1. Das hydraulische Potential der Sowjetunion gehört zu den größten der Welt; es wird auf 1 700 TWh geschätzt (USA rd. 500 TWh, Kanada 220 TWh, Österreich 43 TWh). Geographisch setzt es sich wie folgt zusammen:

Europäisches Rußland	150 TWh,	=	9%
Transkaukasien	100 TWh,	=	6%
Zentralasien	280 TWh,	=	16%
Sibirien und Ferner Osten	1 170 TWh,	=	69%
Summe	1 700 TWh,	=	100%

Die Nutzung dieses Potentials hat erst nach dem Zweiten Weltkrieg in großem Stil eingesetzt. 1913 betrug die hydraulische Produktion nur 40 GWh und sie erreichte 1930 erst 600 GWh, das waren damals 7% der Gesamterzeugung. 1957 dagegen wurden bereits 40 TWh hydraulisch erzeugt und im laufenden Jahr wird die Wasserkraft 60 TWh liefern, d. h. 18% der geplanten Gesamtproduktion von 330 TWh. Nach dem Siebenjahrplan soll sich die hydraulische Produktion bis 1965 auf 120 TWh verdoppeln und dann 24% der Gesamterzeugung von 500 TWh betragen.

Das sowjetrussische Potential ist vor allem an den vier Flüssen Dnjepr, Wolga, Ob und Jenissei (mit ihren Nebenflüssen) konzentriert, die alle sehr lang sind und nur ein geringes Gefälle aufweisen. Es handelt sich daher meistens um Niederdruckwerke mit großflächigen Stauräumen; oft ist die Kraftnutzung auch mit einer Verbesserung der Schifffahrt verbunden. Nur im Ural und im Kaukasus sind Hochdruckwerke mit Schwer- oder Bogengewichtsmauern geplant.

2. Der Dnjepr hat eine Gesamtlänge von 2 300 km; an ihm wurde schon 1932 das erste russische Großkraftwerk Dnjeprstoj in Betrieb genommen, das im Krieg total zerstört, aber seitdem vergrößert wieder aufgebaut wurde und jetzt Saporoschje heißt. Am unteren Dnjepr ist eine Kette von sechs Werken vorgesehen, und zwar (von der Mündung aufwärts):

Name	MW	GWh	Anmerkung
Kachowka	300	1 500	in Betrieb
Saporoschje	650	3 600	in Betrieb
Dnjeprprodzerjinsk	250	1 200	in Bau
Krementschuk	450	1 500	in Bau
Kaniw	180	800	projektiert
Kiew	170	700	projektiert
Summe	2 000	9 300	

Ferner ist der Ausbau des oberen Dnjepr in acht Stufen geplant, und zwar (vom Ursprung flußabwärts): Dorogobuj, Smolensk, Orcha, Mohilew, Wiljachow, Ilobin, Rechitsa und Ljubetsch.

3. Die Wolga mit ihrer Gesamtlänge von 3 700 km ist der wichtigste russische Schifffahrtsweg und trägt ca. 2/3 des gesamten sowjetischen Binnenwasserverkehrs. Außerdem steht sie an der Spitze der russischen Flüsse, was den Ausbaufortschritt zur Kraftnutzung betrifft. Vorgesehen sind am Hauptfluß neun Stufen mit einer Gesamtleistung von 8 400 MW und einem gesamten Regelarbeitsvermögen von 40 000 GWh. Schon vor etwa 30 Jahren wurden in der Nähe von Moskau die beiden obersten Stufen Iwankowo und Uglitsch in Betrieb genommen. Seither wurden folgende vier Stufen ausgebaut (von oben nach unten):

Name	Stauraum		Leistung MW	Arbeitsvermögen GWh	Anmerkung
	Inhalt hm³	Oberfläche km²			
Schtcherbakow	25 000	4 500	330	1 000	—
Gorki	—	1 700	400	1 500	Baubeginn 1948; in Betrieb 1956
Kuibyschew	52 000	5 500	2 100	12 000	Baubeginn 1948; in Betrieb 1957
Stalingrad	33 000	—	2 300	11 000	in Bau

Projektiert sind noch drei Stufen: Tschebochsari (zwischen Gorki und Kuibyschew), Saratow (zwischen Kuibyschew und Stalingrad) und Astrachan (an der Mündung ins Kaspische Meer). Kuibyschew ist derzeit noch das größte Kraftwerk der Sowjetunion und der ganzen Welt; seine Fallhöhe ist 23 m, 20 Kaplansätze von je 105 MW sind installiert.

An der Kama, dem größten Nebenfluß der Wolga, sind vier Stufen vorgesehen. Die oberste, Solikamsk, wird zwar nur eine Engpaßleistung von 200 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 2 400 GWh erreichen, aber mit einem Inhalt von 270 000 hm³ und einer Oberfläche von 17 000 km² den weitaus größten Stausee aufweisen. Die zweite Stufe, Kamsk, ist mit 500 MW seit 1956 in Betrieb. Die dritte Stufe, Wotkinsk, ist derzeit in Bau mit 550 MW; die vierte, Nischekamsk, mit 900 MW, steht im Projektstadium. Nach Vollausbau der Kama wird mittels eines Kanals zum Fluß Petschora, an dem das Kraftwerk Petschera geplant ist, ein zweiter Schifffahrtsweg von der Wolga zur Barentssee eröffnet werden, parallel zum bestehenden Kanalsystem über den Onegasee. Damit werden die Großschifffahrtsstraßen vom Kaspischen Meer und (über den Wolga-Don-Kanal) vom Schwarzen Meer bzw. Mittelmeer, zum Nördlichen Eismeer und dem Nordatlantik verstärkt.

4. Im Flußgebiet des Jenissei in Sibirien ist vor allem dessen wichtigster Nebenfluß Angara von Elektrizitätswirtschaftlicher Bedeutung; er bildet den Abfluß des Baikalsees, der einen natürlichen Speicher darstellt. Die Angara wird — vom Baikalsee bis zur Mündung in den Jenissei — in sechs Stufen ausgenutzt werden (s. nebenstehende Tabelle).

Wie ersichtlich, sind einige Projekte von der doppelten Größenordnung wie die Wolgakraftwerke. Bogutschansk wird nach Fertigstellung das größte bestehende Kraftwerk der Welt sein; es ist ein Flußspeicherwerk mit einer Schwergewichtmauer aus Beton von 102 m Höhe, der Stausee mit einer Oberfläche von 5 500 km² wird einen Inhalt von 180 000 hm³ haben, davon 50 000 hm³ nutzbar. Es werden 18 Francis turbinen für je 200 MW eingebaut.

Am Jenissei selbst ist bisher erst eine Kraftstufe am Oberlauf in Bau: Krasnojarsk mit 4 000 MW und 19 000 GWh; eine Schwergewichtmauer von 101 m Höhe wird einen Stausee von 78 000 hm³ bilden. Der nutzbare

Name	MW	GWh	Anmerkung
Irkutsk	650	4 000	Baubeginn 1948, in Betrieb 1956
Suchowsk	260	1 800	projektiert; Fallhöhe 13 m
Telminsk	240	1 700	projektiert; Fallhöhe 12 m
Bogutschansk	3 600	21 000	in Bau seit 1955
Ust-Ilimsk	3 000	21 000	projektiert; Fallhöhe 93 m
Bogutschany	2 700	19 000	projektiert; Fallhöhe 69 m
Summe	10 450	68 500	

Stauinhalt wird 32 000 hm³ betragen, die Nutzfallhöhe 86 m; es werden 14 Francisgruppen zu je 285 MW aufgestellt, die größten Wasserturbinen der Welt. Am Zusammenfluß der Angara mit dem Jenissei ist ein noch größeres Werk projektiert. Jeniseisk mit 6 000 MW.

5. Im Flußgebiet des Ob sind 17 Ausbaustufen projektiert, davon 4 am oberen Ob und 13 an dessen wichtigstem Nebenfluß, dem Irtysh. Letztere werden zusammen eine Leistung von 2 700 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 16 000 GWh aufweisen; davon ist erst ein Kraftwerk fertig, Ust-Kamenogorsk, das 1953 mit 320 MW in Betrieb genommen wurde. Auch am oberen Ob steht derzeit nur ein Werk, Nowosibirsk, mit 400 MW, seit 1957 in Betrieb.

Bei der Beurteilung des in der Sowjetunion auf diesem Gebiet Geplanten und Erreichten ist vor allem auf die Schwierigkeiten des sibirischen Klimas Rücksicht zu nehmen. Durch besondere Heizungssysteme werden Betonierungsarbeiten bei Temperaturen bis zu —20° C ermöglicht. Neben Dampf- und Heißblutheizung wird in manchen Fällen der Beton vor der Verwendung auch elektrisch geheizt, wobei mittels Elektroden Ströme von 60—80 V Spannung im Beton zirkulieren gelassen werden. Hiefür sind pro m³ Beton 5 bis 8 kWh nötig. Die Baustellen sind alle voll mechanisiert; vorgefabrizierte Bauelemente und vorgespannter Beton werden viel verwendet.

R. R.

Mitteilungen des Bundeslastverteilers

Die österreichische Elektrizitätsversorgung im August 1960

I. Gesamte Elektrizitätsversorgung (EVU, Industrie-Eigenanlagen, ÖBB)

Im Berichtsmonat war die mögliche Erzeugung bei den Laufkraftwerken der Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit 730 GWh um rund 15% größer als der Wert des langjährigen Durchschnittes. Insgesamt wurden 1 296 GWh hydraulisch erzeugt, um 35 GWh mehr als im August des Vorjahres. Die Wärmekrafterzeugung war mit 185 GWh um 50 GWh größer als im Vergleichsmonat des Vorjahres. Die Unterteilung nach verwendeten Brennstoffen zeigt folgendes Bild: 77 GWh wurden aus Erdgas, 43 GWh aus Braunkohle, 25 GWh aus Heizöl, 26 GWh aus Koks- und Gichtgas, 2 GWh aus Steinkohle und 12 GWh aus sonstigen Brennstoffen erzeugt.

Im Berichtsmonat wurden 10 GWh aus der Schweiz, 9 GWh aus Deutschland und 1 GWh aus Italien importiert. Die Gesamteinfuhr von 20 GWh war somit um 8 GWh kleiner als im August 1959. Wird der Import für den Betrieb der Speicherpumpen ausgeschieden, verbleibt eine Einfuhr von 12 GWh gegenüber 6 GWh im August des Vorjahres.

Der Export erreichte mit 380 GWh den höchsten Monatswert des laufenden Jahres. Er war um 23 GWh größer als

jener im Vorjahr. 329 GWh wurden nach Deutschland (einschließlich der Durchleitung an die Schweiz), 31 GWh nach der CSR, 11 GWh nach Jugoslawien und 9 GWh nach Italien ausgeführt. Wird der aus der Pumpspeicherung stammende Exportanteil eliminiert, verbleibt eine Ausfuhr von 374 GWh gegenüber 347 GWh im August 1959.

Folgende Verbrauchszunahmen waren zu verzeichnen:

	Verbrauch Zunahme gegenüber			
	August 1959	August 1960	August 1959	
	GWh	GWh	GWh	%
Verbrauch mit Ranshofen mit Pumpspeicherung	1 067	1 121	54	5,1
Verbrauch mit Ranshofen ohne Pumpspeicherung	992	1 061	69	7,0
Verbrauch ohne Ranshofen mit Pumpspeicherung	967	1 020	53	5,5
Verbrauch ohne Ranshofen ohne Pumpspeicherung	892	960	68	7,6

Zur Deckung des Mehrverbrauches von 54 GWh brachten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen um 28 GWh und

die Industrie-Eigenanlagen um 26 GWh mehr auf als im Vergleichsmonat 1959. Der Anteil der Österreichischen Bundesbahnen an der Deckung des Inlandbedarfes war gleich groß wie im Vorjahr.

Das Kraftwerk der Hütte Linz war weder im August des Vorjahres noch im Berichtsmonat in nennenswertem Ausmaß für die öffentliche Elektrizitätsversorgung eingesetzt.

Der Wasservorrat in den Jahresspeichern entsprach am

31. August einem Arbeitsvermögen von 927 GWh; zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres hatte der Vorrat 938 GWh betragen.

Die Summenlinie der Belastungsabläufe im Bereich der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der Industrie-Eigenanlagen zeigt am dritten Mittwoch des Berichtsmonates einen Maximalwert von 1 770 MW (ohne Pumpstromaufwand).

I. Gesamte Elektrizitätsversorgung in Österreich*

Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), Industrie-Eigenanlagen, Kraftwerke der Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB)
Angaben in GWh

Monat	Erzeugung								Import	Erzeugung und Import	Export	Inlandsverbr. einschl. sämtl. Verluste		
	EVU		Industrie- Eigenanlagen		ÖBB Wasser- kraft	Summe						Ins- gesamt	Ins- gesamt	ohne Pump- strom
	Wasser- kraft	Wärme- kraft	Wasser- kraft	Wärme- kraft		Wasser- kraft	Wärme- kraft							
1	2	3	4	5	6	7 = 2 + 4 + 6	8 = 3 + 5	9 = 7 + 8	10	11 = 9 + 10	12	13	13a	
1959														
Januar ...	667	256	69	122	32	768	378	1146	44	1190	109	1081	1058	
Februar ...	575	286	53	105	33	661	391	1052	34	1086	100	986	969	
März	627	229	72	102	41	740	331	1071	34	1105	99	1006	982	
April	824	162	84	95	41	949	257	1206	39	1245	248	997	978	
Mai	1016	51	99	72	48	1163	123	1286	23	1309	304	1005	939	
Juni	1080	56	100	82	55	1235	138	1373	34	1407	318	1089	974	
Juli	1196	49	103	72	59	1358	121	1479	33	1512	424	1088	994	
August	1105	52	97	83	59	1261	135	1396	28	1424	357	1067	992	
1960														
Januar ...	512	417	55	179	28	595	596	1191	92	1283	72	1211	1157	
Februar ...	515	405	52	129	27	594	534	1128	91	1219	82	1137	1094	
März	761	252	76	112	33	870	364	1234	65	1299	133	1166	1116	
April	828	206	86	98	29	943	304	1247	43	1290	216	1074	1036	
Mai	1009	138	99	117	48	1156	255	1411	47	1458	297	1161	1057	
Juni	1074	77	100	93	54	1228	170	1398	69	1467	307	1160	1009	
Juli	1071	90	102	103	56	1229	193	1422	47	1469	296	1173	1056	
August	1135	85	106	100	55	1296	185	1481	20	1501	380	1121	1061	

II. Öffentliche Elektrizitätsversorgung in Österreich*
Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) einschl. Industrie-Einspeisung
Angaben in GWh

Monat	Erzeugung							Import	Erzeugung und Import	Export	Abgabe an ÖBB	Inlandsverbr. einschl. sämtl. Verluste		
	EVU		Industrie- Einspeisung		Summe							Ins- gesamt	Ins- gesamt	ohne Pump- strom
	Wasser- kraft	Wärme- kraft	Wasser- kraft	Wärme- kraft	Wasser- kraft	Wärme- kraft								
1	2	3	4	5	6 = 2 + 4	7 = 3 + 5	8 = 6 + 7	9	10 = 8 + 9	11	12	13	13a	
1959														
Januar	667	256	6	8	673	264	937	41	978	109	16	853	830	
Februar ...	575	286	4	3	579	289	868	34	902	101	14	787	770	
März	627	229	8	2	635	231	866	29	895	99	7	789	765	
April	824	162	9	1	833	163	996	39	1035	248	8	779	760	
Mai	1016	51	13	1	1029	52	1081	23	1104	295	9	800	734	
Juni	1080	56	13	1	1093	57	1150	34	1184	303	16	865	750	
Juli	1196	49	14	1	1210	50	1260	33	1293	406	17	870	776	
August	1105	52	12	1	1117	53	1170	28	1198	339	16	843	768	
1960														
Januar	512	417	6	44	518	461	979	81	1060	72	22	966	912	
Februar ...	515	405	5	3	520	408	928	82	1010	82	21	907	864	
März	761	252	7	2	768	254	1022	58	1080	133	22	925	875	
April	828	206	9	2	837	208	1045	36	1081	216	21	844	806	
Mai	1009	138	15	14	1024	152	1176	47	1223	285	21	917	813	
Juni	1074	77	17	2	1091	79	1170	69	1239	290	20	929	778	
Juli	1071	90	17	6	1088	96	1184	47	1231	280	22	929	812	
August	1135	85	20	1	1155	86	1241	20	1261	366	22	873	813	

* Richtigstellungen für 1960 vorbehalten.

II. Öffentliche Elektrizitätsversorgung (EVU einschließlich Industrie-Einspeisung)

Die Wasserkrafterzeugung für die öffentliche Elektrizitätserzeugung erreichte im Berichtsmonat 1 155 GWh gegenüber 1 117 GWh im August des Vorjahres; die Wärmekrafterzeugung war mit 86 GWh um 33 GWh größer als im Bezugsmonat 1959.

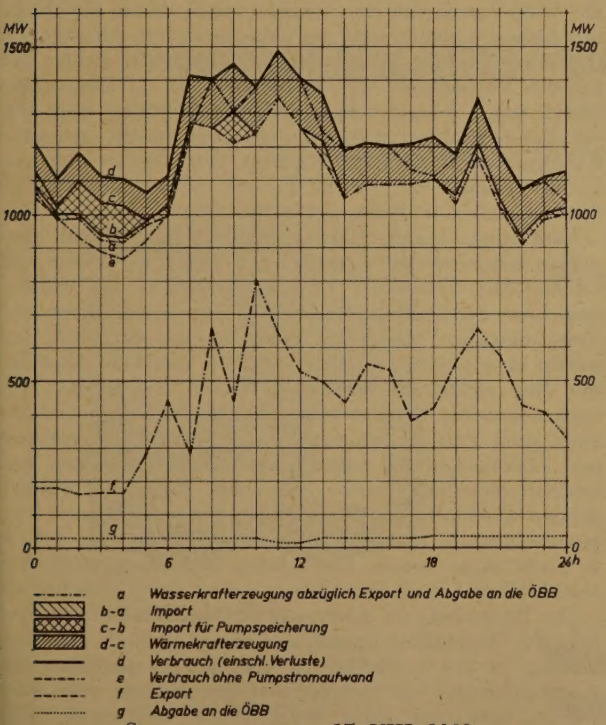
Von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen wurden 20 GWh importiert und 366 GWh exportiert. An die Österreichischen Bundesbahnen wurden über Umformer 22 GWh geliefert.

Die Brennstoffvorräte auf den Lagerplätzen der Dampfkraftwerke betrugen am 31. August 574 046 t Kohle (SKB) und 41 935 t Heizöl; zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres hatte der Vorrat 592 066 t Kohle (SKB) und 52 984 t Heizöl betragen.

Im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsversorgung waren folgende Verbrauchszunahmen zu verzeichnen:

	Verbrauch		Zunahme gegen-	
	August 1959 GWh	August 1960 GWh	über August 1959 GWh	%
Verbrauch mit Ranshofen mit Pumpspeicherung	843	873	30	3,6
Verbrauch mit Ranshofen ohne Pumpspeicherung	768	813	45	5,9

Tagesdiagramm
der beanspruchten Leistung in Österreich
Mittwoch, den 17. VIII. 1960
Öffentliche Elektrizitätsversorgung



Stromerzeugung am 17. VIII. 1960

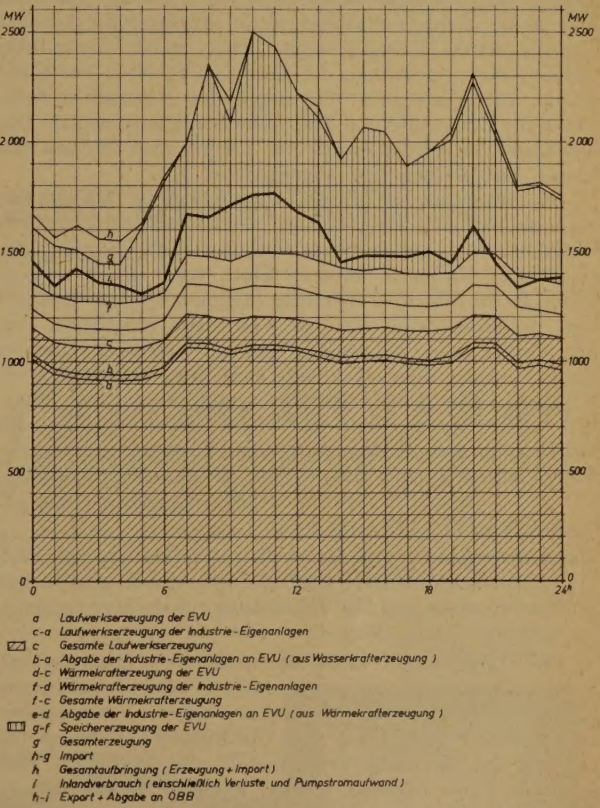
Wasserkrafterzeugung (abzüglich Export und Abgabe an die ÖBB)	26,48 GWh
Import	0,66 „
Wärmekrafterzeugung	2,99 „
Verbrauch (einschl. Verluste und Pumpstromaufwand)	30,13 GWh
Export	11,16 GWh
Abgabe an die ÖBB	0,72 „
Gesamterzeugung und Import	42,01 GWh

Verbrauch ohne Ranshofen mit Pumpspeicherung	743	772	29	3,9
Verbrauch ohne Ranshofen ohne Pumpspeicherung	668	712	44	6,6

Im Berichtsmonat war im Verbundnetzgebiet (Österreich ohne Vorarlberg) ein arbeitstäglicher Stromverbrauch (ohne Pumpstromaufwand und ohne Stromverbrauch des Aluminiumwerkes Ranshofen) von 23,3 GWh zu verzeichnen. Dies entspricht einer Zunahme gegenüber August des Vorjahres von 5,9 %.

Im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsversorgung war am dritten Mittwoch des Berichtsmonates eine maximale Inlandsbelastung von 1 489 MW (ohne Pumpstromaufwand) zu verzeichnen, um 8 % mehr als am Vergleichstag des Vorjahres. Nach Abzug der Leistungsabnahme des Aluminiumwerkes Ranshofen zeigt sich, daß zur Spitzenzeit die Belastung um 8,7 % größer war als am Vergleichstag 1959.

Tagesdiagramm
der beanspruchten Leistung in Österreich
Mittwoch, den 17. VIII. 1960
Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Industrie-Eigenanlagen



Stromerzeugung am 17. VIII. 1960

Laufwerkserzeugung der EVU	23,99 GWh
Laufwerkserzeugung der Industrie-Eigenanlagen	3,58 „
Wärmekrafterzeugung der EVU	2,96 „
Wärmekrafterzeugung der Industrie-Eigenanlagen	3,37 „
Speicherwerkserzeugung der EVU	13,80 „
Gesamterzeugung	47,70 GWh
Import	0,66 GWh
Export und Abgabe an die ÖBB	11,88 „
Verbrauch (einschl. Verluste und Pumpstromaufwand)	36,48 GWh

Buchbesprechungen

Elektrizitätslehre in der Berufsschule. Herausgegeben von der Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. — VVEW, Frankfurt am Main. Verfaßt von Landwirtschaftsoberlehrer HORST BERKAU unter Mitarbeit von Dipl.-Ing. SIMON (VDEW). DIN A5. 80 Seiten mit 87 Abbildungen und Schaltbildern. Halbleinen kart. DM 3,60.

Im Zeitalter der Technik ist das Wissen um die physikalischen Grundvorgänge der Elektrizität eine wesentliche Voraussetzung zum Verständnis der technischen Zusammenhänge. Hat doch die Elektrizität das Gesicht der Welt und das Leben der Menschen mehr verändert als alle Erfindungen früherer Jahrhunderte. Von den grundlegenden Begriffen der Elektrizität ausgehend, könnte dieses Büchlein nicht nur dem Schüler bei der Erarbeitung grundlegender Erkenntnisse der Elektrizität eine Hilfe, sondern auch dem Lehrer bei seiner unterrichtsvorbereitenden Arbeit ein Anhalt sein. In leicht verständlicher und anschaulicher Weise gibt es einen Überblick über die Grundlagen der Elektrotechnik, die Erzeugung des elektrischen Stromes sowie seine Anwendung in Landwirtschaft und Gewerbe. Auch den Gefahren des elektrischen Stromes und deren Verhütung widmet der Verfasser Raum. Für die Versuche, die zum Teil auch in abgewandelter Form durchgeführt werden können, werden vielseitig verwendbare, stabile Aufbauanteile benutzt, die es gestatten, die Gesetzmäßigkeiten der Elektrizität, die wichtigsten Wirkungen des elektrischen Stromes, seine Erzeugung und Transformierung aufzuzeigen. Die Ausführungen werden durch ein Kapitel über Aufbau des Atoms und Kernenergie abgeschlossen.

Dem Rezensenten scheint es, als ob dieses Unterrichtsbuch die empfindliche Lücke in den Lehrmitteln der Elektrizitätslehre an gewerblichen und landwirtschaftlichen Berufsschulen schließen könnte. Trotz oder gerade wegen seiner Kürze dürfte es in seiner Prägnanz bestens geeignet sein, das Verständnis für das Wesen der Elektrizität und ihre Anwendung zu wecken und zu vertiefen. Darüber hinaus vermag dieses Büchlein auch dem kaufmännischen Nachwuchs der Elektrizitätsversorgungsunternehmen Klarheit zu verschaffen über das Wesen der Elektrizität, ihr Werden in den Kraftwerken, ihre Fortleitung über die Verteilungsnetze und ihr Wirken in den Elektrogeräten.

F. KERKOSZEK, Wien

Haushaltstromtarife und Haushaltstromverbrauch. Von Prof. W. STRAHRINGER. DIN A5. 112 Seiten mit 39 graphischen Darstellungen und 40 Zahlentafeln. Umschlag in zweifarbigen Druck. Broschiert. DM 7,50.

Prof. Strahringer führt die Analyse „Haushaltstromtarife und Haushaltstromverbrauch“ in zwei Teilen durch. Auch der Leser jenseits der Grenzen der Heimat des Verfassers ist zu zwei Arten von Überlegungen angeregt: zu solchen, die sich nach dem Vorbild des Verfassers vielleicht in seiner eigenen Heimat anstellen lassen und zu solchen, die Tatsachen feststellen, aus welchen unmittelbaren Lehren gezogen werden können. Dem Verfasser stehen Betriebsergebnisse aus einer größeren Anzahl stromerzeugender Unternehmen zur Verfügung, als dies in anderen Staaten der Fall ist, so daß sich die gleichen Verfahren

nur mit geringerer Aussicht auf sichere Resultate anwenden lassen. Ausgehend von den bestehenden Tarifen und der Statistik der Bundesrepublik werden die neuesten Methoden der Statistik angewandt, um aus den Folgerungen der Feststellungen — sie schließen auch Regressionsgerade ein, die die Erscheinungen auf dem Tarifsektor verallgemeinern — das EVU in die Lage zu versetzen, seine Tarifposition in der hohen Anzahl der Stromtarife der Bundesrepublik rasch und zuverlässig zu bestimmen.

Die Tatsachen, die der Verfasser feststellt, bestehen an erster Stelle in der quantitativen Ermittlung der Verbrauchsforderung durch den niederen Arbeitspreis. Wenn der Verfasser eine gesetzmäßige Abhängigkeit zwischen EVU-Größe und dem kWh-Preis feststellt, so beweist dies, daß in der Deutschen Bundesrepublik die Tarifierstellung nicht uniformiert erfolgt, sondern auf strenger Kalkulation beruht.

Das Büchlein ist anregend und unter Anwendung wissenschaftlicher Rechenverfahren verfaßt. Es regt zu weiteren Untersuchungen auf dem Tarifsektor an und ist ein Beispiel für die mathematisch-wissenschaftliche Behandlung von Fragen der Praxis.

O. VAS, Wien

Krankheiten elektrischer Maschinen und Transformatoren.

VON FRIEDRICH WEIKERT, 12. erweiterte und verbesserte Auflage. Mit 248 Abb., 283 S. Leipzig: Fachbuchverlag. 1959.

Das vorliegende Buch bringt mehr als seinem Titel entspricht. In einem einleitenden Abschnitt werden an Hand der VDE-Vorschriften die Anforderungen, die an elektrische Maschinen zu stellen sind, im Grundsätzlichen erläutert. Im folgenden Abschnitt werden die hauptsächlichsten Fehler und Schäden mechanischer Art besprochen. Der in diesem Abschnitt auf S. 73 gebrachten Kuhlflutberechnung kann sich der Berichterstatte nicht ganz anschließen; die gebrachte Kurzformel für die Kuhlflutmenge gilt offenbar für eine Lufterwärmung von etwa 60°C, was viel zu hoch ist. Vgl. diesbezüglich z. B. Hütte Bd. IV, S. 79, Gl. 2.

Nach einem kurzen Hinweis über Meßgeräte und Messungen behandeln die folgenden Abschnitte der Reihe nach Gleichstrom-, Synchron-, Asynchronmaschinen, die wichtigsten Arten der Kommutatormotoren, Einankerumformer und Transformatoren, schließlich auch noch mit ein paar Hinweisen Stromverteilungsanlagen. In den einzelnen Abschnitten über elektrische Maschinen werden jeweils die Wirkungsweise, das Betriebsverhalten, die Kennlinien und die wichtigsten Prüffeldmessungen im Grundsätzlichen gebracht und anschließend die wichtigsten Fehlermöglichkeiten und Schäden elektrischer Natur besprochen. In einem abschließenden Abschnitt werden schließlich die verschiedenen Fehler und Schäden, deren mögliche Ursachen und die Abhilfe in Form einer Tabelle übersichtlich zusammengestellt. Ein ausführliches Literaturverzeichnis rundet das Gebrachte ab.

Die Darstellung ist durchwegs klar und übersichtlich und hebt das Wesentliche heraus, so daß das Buch als eine Einführung in die Prüffeldpraxis und als ein Leitfaden für die Auffindung von Schadensursachen bestens empfohlen werden kann. Auf seine Beliebtheit in der Praxis weist die Tatsache hin, daß es nunmehr in 12. erweiterter Auflage erscheint.

R. STIX, Wien

Personalnachrichten

Ehrungen: Prof. Dr. K. Küpfmüller, Dr. A. Roth und Baurat h. c. Dr. E. Schrack

Das Präsidium des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik verlieh anlässlich der 70. Generalversammlung am 5. Oktober die Goldene Stefan-Ehrenmedaille an: o. Prof. Dr. Dr.-Ing. E. h. KARL KÜPFMÜLLER, Dr.-Ing. Dr. sc. techn. h. c. ARNOLD ROTH und Baurat h. c. Dr. phil. EDUARD SCHRACK. Die Würdigung der Genannten nahmen o. Prof. DDDDr. H. SEQUENZ, a. o. Prof. Dr. Dr. A. HOCHRAINER und Min.-Rat Dr. H. SCHMID vor.

Generaldirektorstellvertreter Prof. Dr. techn. Dr.-Ing. E. h. Oskar Vas — 65 Jahre

Prof. DDr. Vas vollendet am 3. November das 65. Lebensjahr. Als Vorstandsmitglied der Verbundgesellschaft seit ihrer Gründung und schon vorher im Verbands der n.-ö. Landesregierung setzte sich DDr. Vas für den Ausbau der österreichischen Wasserkraft ein.

Alle seine Freunde und Verehrer wünschen, daß es ihm vergönnt sei, seine erfolgreiche Tätigkeit durch eine lange Reihe von Jahren fortzusetzen.

wkm

MASSEKABEL bis 60 kV

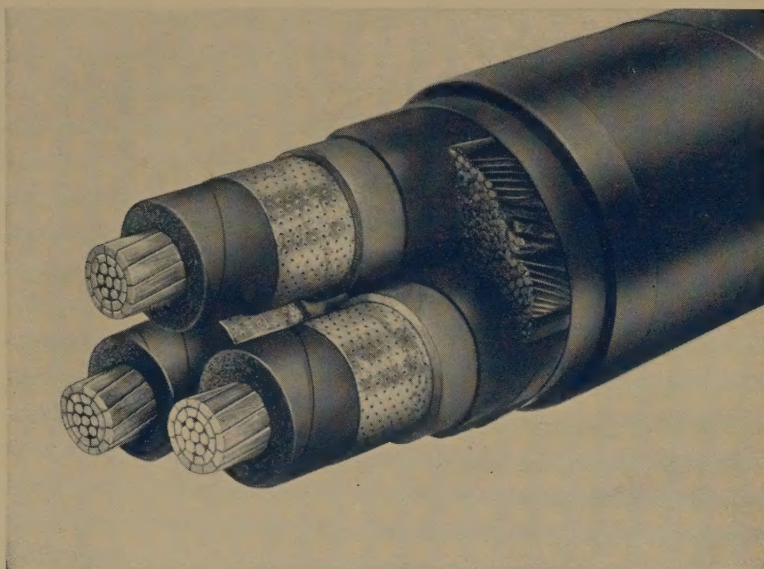
KUNSTSTOFFKABEL
bis 10 kVFERNMELDEKABEL
für Orts- und FernverbindungenISOLIERTE LEITUNGEN
und DRÄHTE
für Stark- und Schwachstrom

FREILEITUNGSSEILE

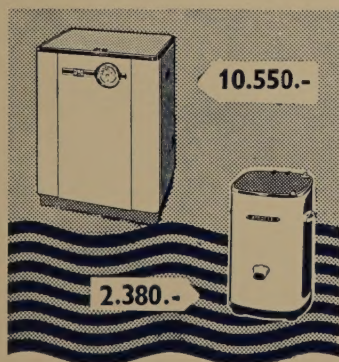
*

Hochwertige Materialien
Modernste Einrichtungen
Sorgfältige Fertigung

*



WIENER KABEL- UND METALLWERKE AG.

**Einzigartig**

ist diese Zanker-Kombination:
der Waschautomat INTIMA mit
der optimalen Waschleistung und
die Wäscheschleuder ROTELLA
mit dem großen Trockeneffekt!

automatisch waschen mit

ZANKER

H. ZANKER KG, TÜBINGEN-W

Zanker, Gen.-Vertr. ING. FERD. KRUNTORAD OHG.

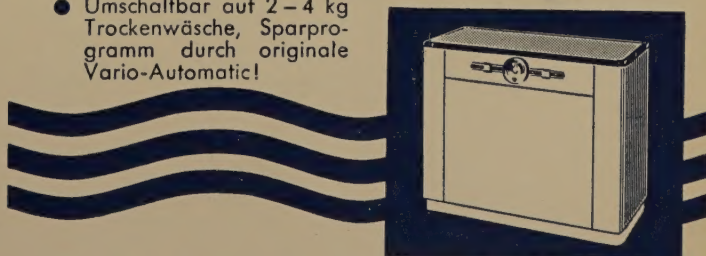
Wien IV, Schelleingasse 26, Telefon 65 06 95, FS. 01-2216

Verkauf über den Fachhandel!

Aus guten Gründen

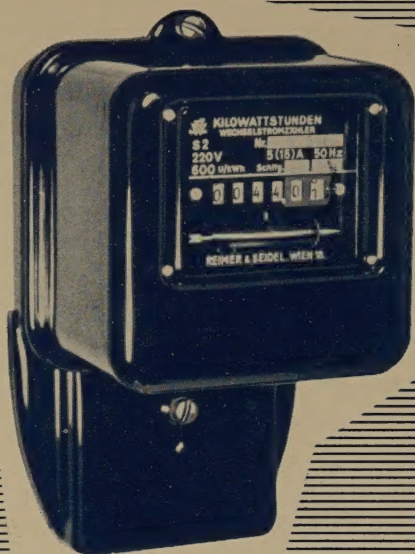
schleudert der neue ZANKER-Waschautomat in einer vollwertigen, eingebauten Zentrifuge. In zwei bis drei Minuten ist Ihre Wäsche fast bügelfertig getrocknet! Weitere Vorzüge:

- Frei auf Rollen beweglich, überall aufstellbar, keine Kosten für Montage!
- Erschütterungsfrei und geräuschlos bei der Arbeit!
- Waschtrommel, Waschbottich und Schleuderkorb aus rostfreiem Edelstahl!
- Auf Dreh- und Wechselstrom eingerichtet, VDE-geprüft!
- Umschaltbar auf 2 - 4 kg Trockenwäsche, Sparprogramm durch originale Vario-Automatic!



automatisch waschen mit

ZANKER



60
JAHRE
ERFAHRUNG
IM
ZÄHLERBAU

REIMER & SEIDEL

DIE ÖSTERREICHISCHE ELEKTRIZITÄTSZÄHLERFABRIK

MA



OBERÖSTERREICHISCHE KRAFTWERKE
AKTIENGESELLSCHAFT

LINZ/DONAU * BAHNHOFSTRASSE 6

DAS STROMVERSORGUNGSUNTERNEHMEN
DES LANDES OBERÖSTERREICH